



**TESIS DE MAESTRIA**

**DISEÑO DE PLAN ESTRATÉGICO DE DESARROLLO DE  
ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN COLOMBIA**

por

**Carlos Julio Vargas Valderrama**

Ingeniero de Sistemas  
Universidad Nacional de Colombia

Presentado a la Escuela de Postgrado del ITBA y de la EOJ de España  
en cumplimiento parcial  
de los requerimientos para la obtención del título de

**Magister en Dirección Estratégica y Tecnológica (Argentina)**  
**Master Executive en Dirección Estratégica y Tecnológica (España)**

En el Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Mayo 2012

## Índice:

Introducción.	Pág. 4
Hipótesis.	Pág. 5
Objetivos.	Pág. 6
Capítulo 1. Generalidades de la República de Colombia	Pág. 7
Capítulo 2. Contexto energético colombiano	Pág. 12
Capítulo 3. El Sector Eléctrico en Colombia	Pág. 19
Capítulo 4. Análisis de la Demanda de Energía	Pág. 25
Capítulo 5. Infraestructura Energética y Oferta	Pág. 31
Capítulo 6. Diseño del Plan Estratégico	Pág. 38
Capítulo 7. Responsabilidad Social Empresaria	Pág. 92
Capítulo 8. Conclusión.	Pág. 96
Bibliografía	Pág. 98
Apéndices	Pág. 100
Glosario de términos	Pág. 116

## Introducción:

La República de Colombia se encuentra ubicada en la esquina noroeste de Suramérica y cuenta con costas en los océanos Pacífico y Atlántico, adicionalmente su territorio presenta una enorme variedad de recursos naturales, con una privilegiada geografía que ofrece múltiples climas desde la cordillera de los Andes hasta las llanuras hacia el oriente y la selva amazónica en el sur.

A lo largo del país se encuentran diferentes zonas explotadas a nivel agrícola, minero e industrial; en este último aspecto se destacan como principales centros económicos las ciudades de Medellín, Cali, Barranquilla y Bogotá, capital del país.

Colombia es autosuficiente en términos de petróleo y tiene importantes reservas de carbón que en su mayoría es exportado. El camino hacia la industrialización hace que a nivel energético se prevea un significativo aumento de la demanda de energía eléctrica en el país.

La mayor parte de la generación de energía eléctrica en Colombia está basada en su riqueza hídrica, sin embargo debido a fenómenos climáticos como “El Niño”<sup>1</sup>, que causa largos períodos de sequía, el suministro no ha sido suficiente y se ha llegado en algunas oportunidades a cortes programados del servicio. Por otro lado, el resto de la capacidad es lograda mediante generación térmica con los consecuentes problemas de contaminación del medio ambiente y la dependencia de combustibles fósiles.

A pesar del enorme potencial de recursos naturales y de estar ubicado en un lugar tan estratégico, el país no ha logrado un crecimiento significativo a nivel económico y tiene mucho por avanzar en términos de desarrollo. Por otro lado, ante el evidente agotamiento de los energéticos, particularmente combustibles fósiles, y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, todavía no existe en el país una estrategia definida desde el Estado para el desarrollo de otras fuentes de energía.

El Plan Estratégico para desarrollo de energías alternativas apunta a la reducción de las fuentes de energía de combustibles fósiles, a la satisfacción de la demanda a partir de fuentes renovables y a la generación de excedentes de energía eléctrica que puedan ser comercializados y representarle al país ingresos adicionales para ser invertidos en su propio desarrollo.

---

<sup>1</sup> El Niño es un evento de naturaleza marina y atmosférica que consiste en un calentamiento anormal de las aguas superficiales en el Pacífico tropical central y oriental y que en Colombia reduce las lluvias entre un 30% y 50% en la Costa Caribe y entre un 20% y 30% en la zona andina.

## **Hipótesis:**

La República de Colombia posee una estratégica ubicación geográfica, cuenta con dos océanos, variedad de climas y con abundantes recursos naturales que le han permitido el desarrollo de una economía diversificada, basada en los últimos años en mayor medida en la explotación minera y la exportación de commodities.

A nivel energético el país cuenta con importantes reservas de combustibles fósiles, principalmente carbón y es autosuficiente en materia de petróleo. En lo referente a energía eléctrica, Colombia cuenta con una infraestructura sólida pero dependiente de las fuentes de generación de recursos hídricos que son abundantes y que en períodos de escasez son complementadas con generación térmica

El presente trabajo de Diseño de un Plan Estratégico de Desarrollo de Energías Alternativas para Colombia tiene como hipótesis fundamental que Colombia posee un potencial suficiente de energías renovables y alternativas que conectadas al sistema de interconexión nacional podrían satisfacer en el mediano y largo plazo las necesidades energéticas del país, siempre que el esquema regulatorio se adapte a la nueva dinámica.

Con respecto al desarrollo de fuentes alternativas de energía en el país, en los últimos años se ha venido trabajando en el desarrollo de biocombustibles y en cuanto a la generación de energía eléctrica, la utilización del recurso eólico representaba en el año 2010 apenas un 0.14% de la capacidad total y no se habían desarrollado de manera significativa otras fuentes distintas a las térmicas o hidroeléctricas.

## **Objetivos:**

1. Entender las características demográficas, geográficas, socio-económicas y ambientales de la República de Colombia.
2. Conocer la infraestructura energética actual del país.
3. Hacer una prospectiva energética del país a partir de la utilización de sus recursos naturales para el desarrollo de energías renovables y alternativas.
4. Investigar el estado del arte de fuentes de energías alternativas que puedan ser implementadas.
5. Diseñar un plan viable de desarrollo de energías alternativas para el país que sirva como referente para conseguir el apoyo estatal y privado y los recursos para llevarlo a cabo.

# Capítulo 1 – Generalidades de la República de Colombia.

## 1.1. Información geográfica.



Fuente: Instituto Geográfico Agustín Codazzi, Mapa Físico-Político de la República de Colombia

La República de Colombia posee una extensión de 1,141,748 Km<sup>2</sup>, siendo el cuarto país en extensión de América del Sur, y se encuentra localizada en su esquina noroccidental. Limita al noroeste con Panamá, al oriente con la República Bolivariana de Venezuela y Brasil y por el sur con Ecuador y Perú; tiene costas sobre el Océano Atlántico (1600 Km.) y sobre el Océano Pacífico (1300 Km.) que le facilitan el acceso a Estados Unidos, a Europa, al Caribe y a los países de la Cuenca del Pacífico.

La localización de la República de Colombia en la zona ecuatorial permite que existan una gran variedad de climas y ecosistemas. El relieve colombiano esta conformado por una extensa y compleja zona montañosa que pertenece al Cinturón Orogénico del Peripacífico, conformado por las montañas rocosas de Norteamérica y los Andes suramericanos. En el país la cordillera de los Andes se inicia en el macizo de Huaca o nudo de Los Pastos, localizado en Ecuador y Colombia. Desde su nacimiento se extiende 150 km para luego bifurcarse en ramales que rodean el altiplano nariñense. Posteriormente, en el Macizo Colombiano, ocurre una división que da origen a las cordilleras Central y Oriental, más adelante aparece la cordillera Occidental. Estas se encuentran separadas por los valles de los ríos Cauca y Magdalena.

Existen otras importantes elevaciones montañosas diferentes al sistema andino, como la Sierra Nevada de Santa Marta en el Caribe Colombiano, la serranía del Baudó en límites con Panamá, las serranías de la Macuira y Jarara en La Guajira y la Macarena en el departamento del Meta.

Las áreas planas corresponden a las llanuras del Caribe, el Pacífico y el oriente colombiano, la primera se extiende desde las estribaciones de las cordilleras hasta el océano Atlántico. La llanura del Pacífico es una zona alargada, paralela al océano Pacífico y que también abarca los valles de los ríos Atrato y San Juan. Los llanos orientales comprenden más de la mitad del territorio nacional, comienzan en el piedemonte de la cordillera Oriental y se extienden hasta los ríos Orinoco y Amazonas.<sup>2</sup>

## **1.2. Regiones Naturales de Colombia**

Colombia está dividida en seis regiones naturales teniendo en cuenta las variadas características que se presentan en el territorio nacional a nivel de relieve y clima:

- Región Caribe: llamada de esta forma por el mar con el que limita al norte.
- Región del Pacífico: recibe su nombre por el océano con el que limita al occidente.
- Región Andina: coincide con la parte septentrional de la cordillera de los Andes.
- Región de la Orinoquía: está determinada por la cuenca del río Orinoco.
- Región de la Amazonía: forma parte de la gran región de la selva amazónica.
- Región Insular: recibe este nombre el conjunto de islas de Colombia alejadas de las costas continentales.

La mayoría de la población colombiana se concentra en las grandes ciudades (más de un 70%), y las tres principales: Bogotá, Medellín y Cali se encuentran en la región Andina, siendo esta la zona de la cordillera de los Andes con mayor actividad económica.

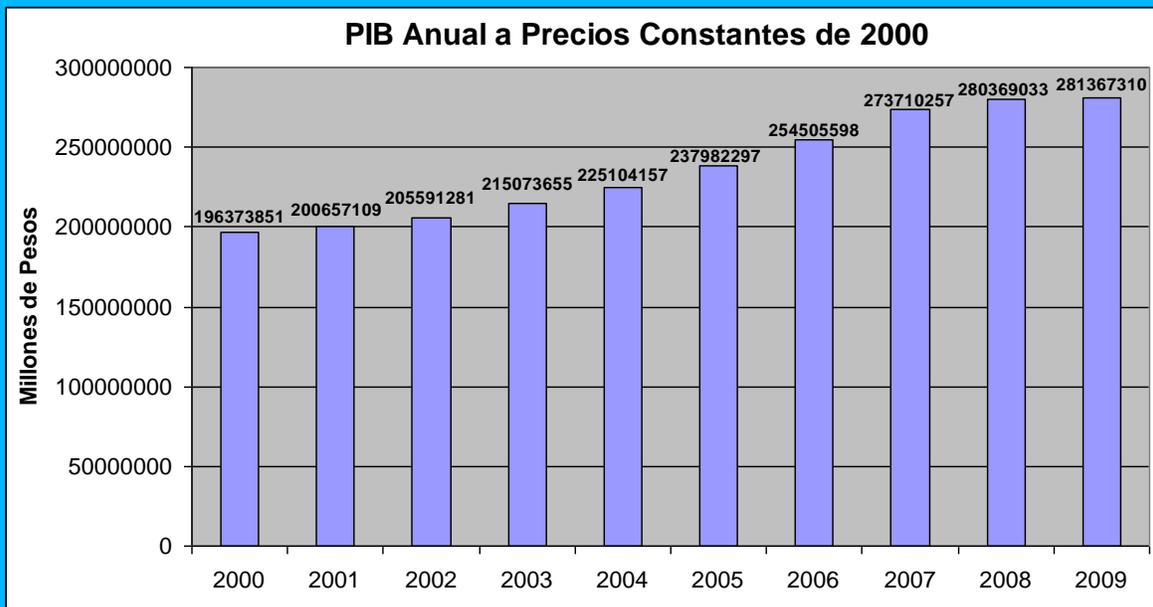
---

<sup>2</sup> Biblioteca Virtual del Banco de la República: *Relieve- Geografía Colombiana*



### 1.3. Información económica

La economía colombiana presentó un acelerado crecimiento entre 2002 y 2007, principalmente debido a las mejoras en la seguridad, el crecimiento de los precios internacionales para las materias primas y las políticas económica pro-mercado impulsadas por el gobierno en los últimos años. La inversión extranjera directa (IED) alcanzó un record de 10 billones de dólares en 2008 y continúa creciendo especialmente en el sector petrolero. Una serie de políticas mejoraron el clima para las inversiones en Colombia: reformas para facilitar los negocios en los sectores de petróleo y gas, y un crecimiento en las exportaciones impulsado por la Leyes de Preferencias Arancelarias Andinas y de Erradicación de Drogas (ATPA-ATPDEA). La desigualdad económica, el subempleo y el narcotráfico siguen siendo retos importantes, y la infraestructura en Colombia exige mejoras importantes para sostener la expansión económica. A causa de la crisis financiera global y el debilitamiento de la demanda para las exportaciones colombianas, la economía creció solamente 2.7% en 2008 y 0.8% en 2009 pero se recuperó para crecer alrededor de un 4.5% en 2010. El gobierno ha incentivado a los exportadores a diversificar su base de clientes más allá de los Estados Unidos y Venezuela, tradicionalmente sus mayores socios comerciales, y la actual administración continúa buscando acuerdos de libre comercio con socios de Asia y Suramérica en tanto que espera la aprobación de un acuerdo de comercio con Canadá por parte de parlamentos de la Unión Europea y Canadá. El sector empresarial mantiene su preocupación por las restricciones comerciales de Venezuela a las exportaciones colombianas, la apreciación de la moneda nacional, y la espera de la aprobación por parte del Congreso de los Estados Unidos del Tratado de Libre Comercio con ese país.<sup>3</sup>



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, Producto Interno Bruto a Precios Constantes de 2000

<sup>3</sup> Central Intelligence Agency CIA; *The World Factbook 2011*

## 1.4. Información demográfica

Según el último censo poblacional realizado en el 2005, Colombia contaba con 42,888,592 habitantes, de los cuales el 74,3 % estaba ubicado en las ciudades y el 25,7% en áreas rurales<sup>4</sup>. De acuerdo con las proyecciones realizadas a partir del Censo por el Departamento Nacional de Estadística (DANE) de Colombia, en el año 2010 el país tendría 45,508,205 habitantes y llegaría en el año 2020 a superar los cincuenta millones (50,6% mujeres, 49,4% hombres)<sup>5</sup>. Bogotá D.C. con siete millones de habitantes es la capital del país y Medellín, Cali, Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Manizales, Pereira, Armenia, Bucaramanga y Cúcuta son sus principales ciudades.

Año	Total Población	Hombres	Mujeres	Edad mediana (años)
2005	42,888,592	21,169,835	21,718,757	25.35
2010	45,508,205	22,465,760	23,042,445	26.79
2015	48,202,617	23,799,306	24,403,311	28.27
2020	50,912,429	25,138,723	25,773,706	29.76

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE, Proyecciones Nacionales de Población 2006-2020

Principales Indicadores Nacionales	
Extensión territorial (Km <sup>2</sup> )	1,141,748
Número de municipios	1100
Población (Censo 2005)	42,888,592
Porcentaje población urbana (Censo 2005)	74.35%
Porcentaje población rural (Censo 2005)	25.65%
Población bajo la línea de pobreza, 2005	49.74%
Población bajo la línea de indigencia, 2005	15.65%
Déficit porcentual de cobertura en salud (régimen contributivo y Sisbén), 2005	29.24%
Crecimiento promedio PIB (2000 – 2009)	4.1%
Población (Proyección Encuesta Continua de Hogares 2007)	46,277,000
Población con Necesidades Básicas Insatisfechas, 2007	27.63%
PIB per cápita en pesos corrientes, 2007	\$9,831,050
Población en Edad de Trabajar - PET, 2007	35,830,000
Población Económicamente Activa - PEA, 2007	20,544,000
Población Ocupada, 2007	18,504,000
Tasa de Desempleo a Diciembre de 2007	9.9%
Salario Mínimo Legal Diario 2007	\$14456
Tasa de Desempleo a Diciembre de 2010	11.1%
Salario Mínimo Legal Diario 2009	\$17166
Salario Mínimo para 2011	\$535600

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE

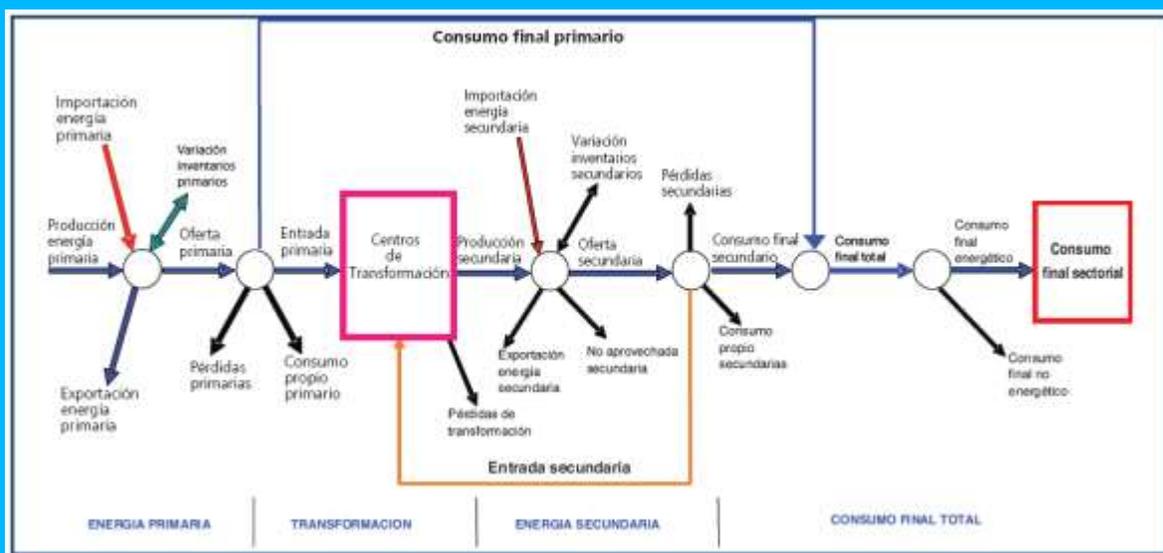
<sup>4</sup> Departamento Nacional de Estadística; *Censo 2005*

<sup>5</sup> Departamento Nacional de Estadística; *Censo 2005 - Proyecciones nacionales y departamentales de población. 2006-2020*

## Capítulo 2 – Contexto energético colombiano.

### 2.1. Matriz energética nacional.

El Balance Energético es la cuenta energética del país, en la que se muestra el conjunto de relaciones de equilibrio que contabiliza los flujos físicos por los cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma y se consume, todo esto calculado en una unidad común o equivalente energético, para un período determinado que generalmente es anual.<sup>6</sup> El balance es una herramienta que facilita la planificación global energética y se constituye en una fuente de análisis para la formulación de políticas energéticas dirigidas a asegurar el abastecimiento de la demanda a corto, mediano y largo plazo.



Fuente: Metodología OLADE

Por otra parte, la Matriz Energética establece las diferentes fuentes energéticas disponibles, indicando la importancia y participación de cada una de estas y la forma en que se usan. Estas se clasifican en fuentes primarias y fuentes secundarias. Las fuentes primarias a su vez pueden ser renovables como hidroenergía, leña plantada y bagazo como subproducto de la caña de azúcar; y no renovables como petróleo, carbón y gas natural. El Anexo 1 incluye el Estándar Internacional de Clasificación de Energía.

Los procesos que representa el Balance Energético son: Reservas y potenciales, Producción, Transformación, Intercambios con el exterior, Almacenamiento, Pérdidas, Consumo y Usos. En el Anexo 2 se presenta el diagrama del flujo energético de Colombia en el 2009 donde Oferta y Demanda son calculadas a partir de las fórmulas:

Oferta= Producción + Importaciones – Exportaciones – No Aprovechado – Pérdidas ± Variación de Inventarios

Demanda= Consumo Propio + Centros de Transformación + Consumo Final

Ajuste= Oferta Interna - Demanda Interna (<5%)

<sup>6</sup> Definición de la Organización Latinoamericana de Energía y utilización metodológica para los 26 países miembros de la OLADE, 2006

## 2.2. Factores de Conversión a Teracalorías

La unidad equivalente utilizada en Colombia por el Ministerio de Minas y Energía para la elaboración de los Balances Energéticos es la Teracaloría. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), adscrita al Ministerio, es la encargada de elaborarlos anualmente. En el Anexo 3 se presenta como referencia el Balance Energético para el año 2009.

La siguiente tabla presenta los factores utilizados para los cálculos de las unidades originales de cada recurso energético.

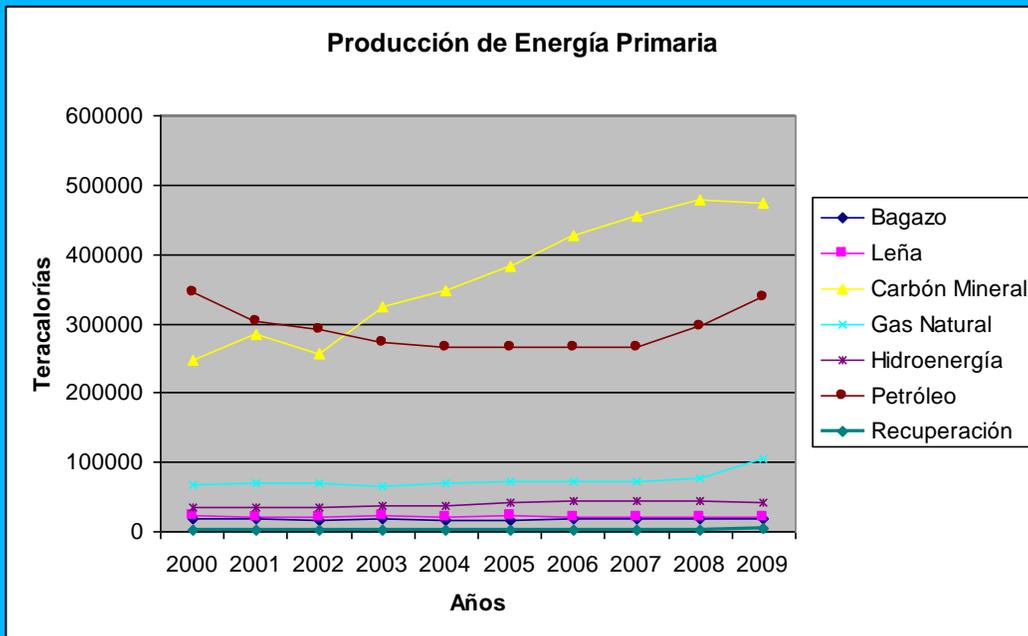
PRODUCTO		MEDIDA ORIGINAL		FACTOR SALIDA
HE	HIDROENERGIA	GWH	Gigawatios hora	0.86 TCAL
GN	GAS NATURAL	MPC	Millones de pies cúbicos	0.234 TCAL
PT	PETROLEO	KBL	Miles de barriles	1.38 TCAL
CM	CARBON MINERAL	KTON	Miles de toneladas	6.50 TCAL
LE	LEÑA	KTON	Miles de toneladas	3.60 TCAL
BZ	BAGAZO	KTON	Miles de toneladas	1.82 TCAL
RC	RESIDUOS	TCAL	Teracalorías	1.00 TCAL
EE	ENERGIA ELECTRICA	GWH	Gigawatios hora	0.86 TCAL
GR	GAS DE REFINERIA	KBL	Miles de barriles	1.88 TCAL
GL	GAS LICUADO DE PETROLEO	KBL	Miles de barriles	0.95 TCAL
GM	GASOLINA MOTOR	KBL	Miles de barriles	1.22 TCAL
KJ	KEROSENE Y JET FUEL	KBL	Miles de barriles	1.33 TCAL
DO	DIESEL OIL	KBL	Miles de barriles	1.38 TCAL
FO	FUEL OIL	KBL	Miles de barriles	1.48 TCAL
NE	NO ENERGETICOS	KBL	Miles de barriles	1.38 TCAL
CQ	COQUE	KTON	Miles de toneladas	4.80 TCAL
CL	CARBON LEÑA	KTON	Miles de toneladas	6.50 TCAL
GI	GAS INDUSTRIAL	TCAL	Teracalorías	1.00 TCAL
AC	ALCOHOL CARBURANTE	TBL	Teracalorías	1.18 TCAL

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética UPME

## 2.3. Oferta de Energía Primaria

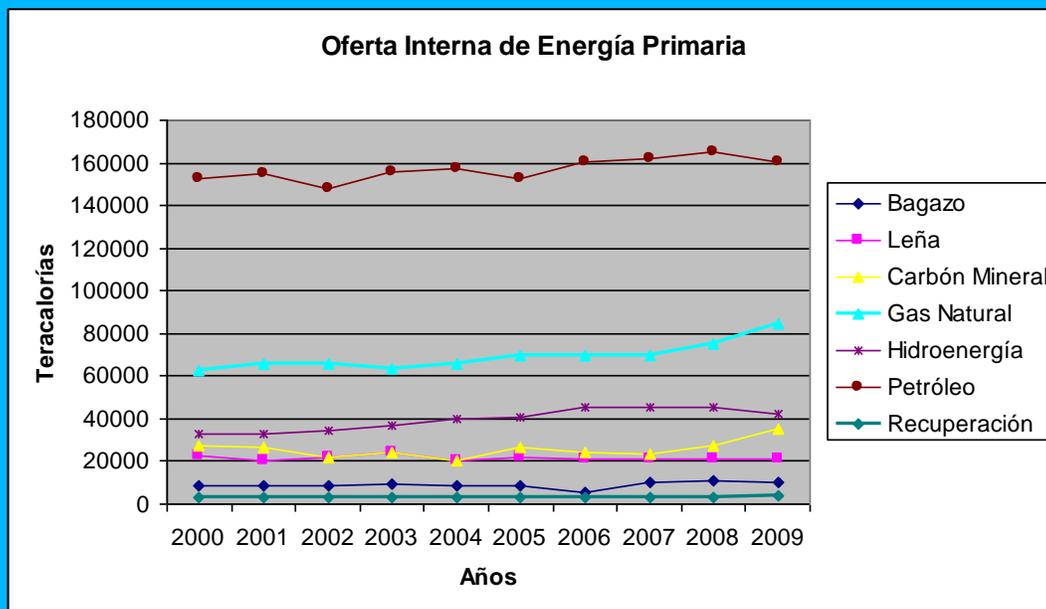
En lo referente a la producción de energéticos, en los últimos años se ha mantenido una distribución porcentual equivalente donde los combustibles fósiles: carbón mineral, petróleo y gas natural, representan un 78% del total. En la última década se ha presentado un crecimiento significativo en la producción de carbón, con unas reservas en el país calculadas para 120 años de producción; sin embargo alrededor del 92% del mineral es exportado al igual que el 44% del petróleo extraído, que se calcula que permitirá la autosuficiencia hasta más allá del año 2020.

A partir del año 2000 se ha presentado un aumento considerable en la producción de gas natural, sin embargo se calcula que la demanda podrá ser satisfecha hasta el año 2018. Mientras que la totalidad de este energético se ha destinado a satisfacer la demanda interna, la mayor parte del carbón es exportada a los Estados Unidos, Europa, El Mediterráneo, islas del Caribe y otros países de América, y desde el año 2010 comenzaron los embarques hacia China, que junto con India son los mayores consumidores de este mineral a nivel mundial.



Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de la UPME.

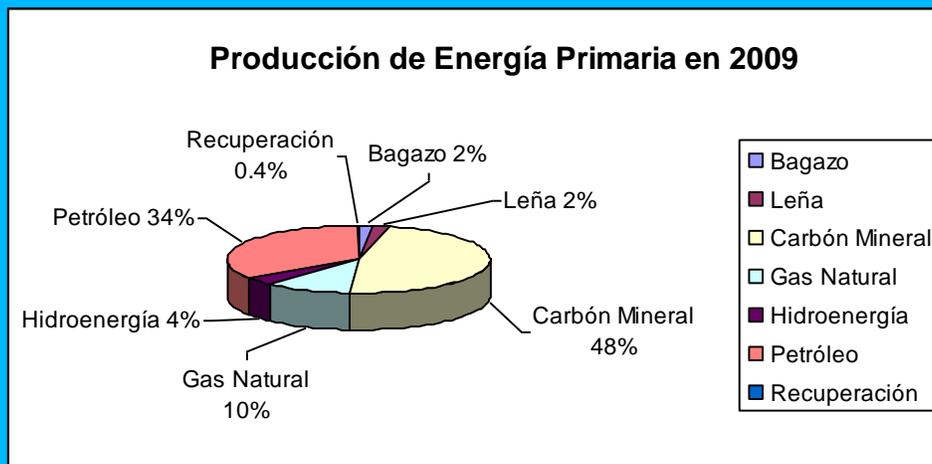
Teniendo en cuenta la Producción y la Oferta Interna de energéticos para el país, la mayoría de esta oferta corresponde a combustibles fósiles. En el año 2009 la producción de energía primaria fue equivalente a 1000268 Teracalorías de las cuales un 32% (316222 Tcal) fueron destinadas al cubrimiento de la demanda interna.



Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de la UPME.

A nivel de la Oferta Interna, en los últimos años se han presentado los mayores aumentos en los valores correspondientes a los combustibles fósiles y la hidroenergía, sin embargo a partir del 2007 esta última ha permanecido constante debido a la falta de desarrollo de nuevos proyectos mientras que se ha incrementado significativamente la producción de gas natural para el sector térmico y para el sector de transporte vehicular.

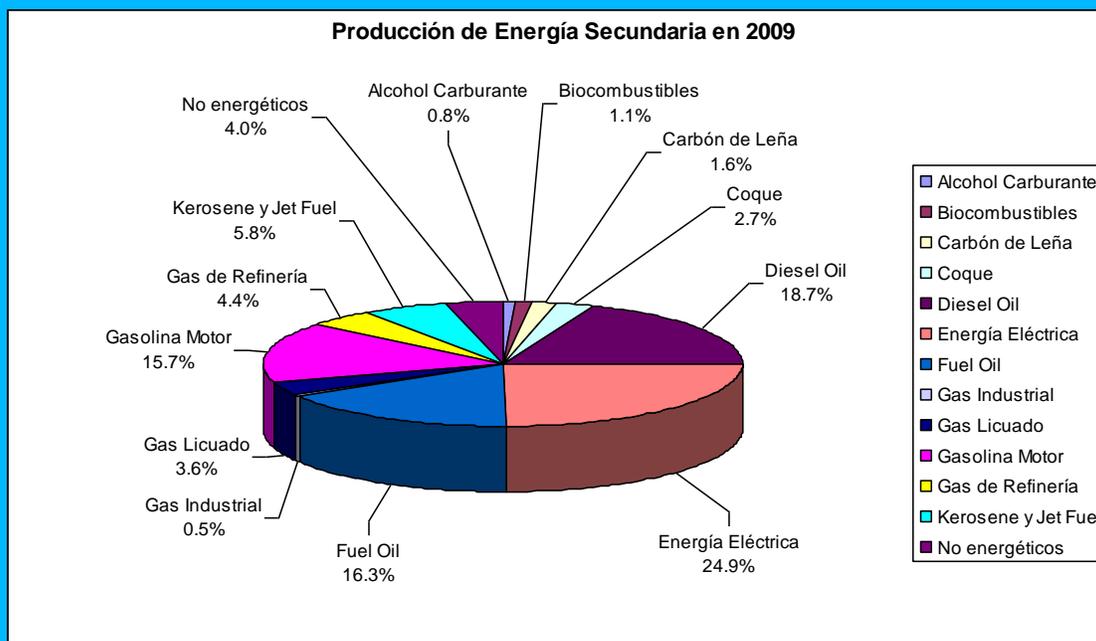
La participación del bagazo ha venido disminuyendo dentro de la matriz energética debido a su utilización para la fabricación de papel.



Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético 2009 de la UPME.

## 2.4. Oferta de Energía Secundaria

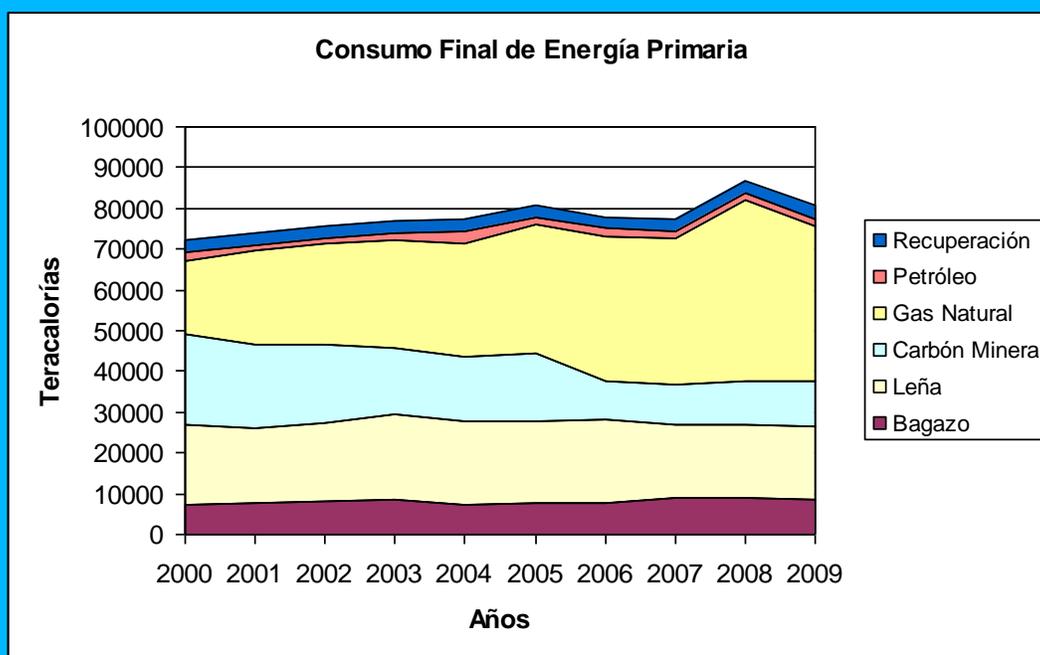
La producción de energía secundaria en el año 2009 fue equivalente a 196686 Teracalorías, donde la mayor participación correspondió a la Energía Eléctrica con un 24,9%, seguida por los derivados del petróleo Diesel Oil, Fuel Oil y Gasolina Motor, la suma de estos últimos representa el 50,7% del total de energía secundaria. Los combustibles fósiles y sus derivados tienen el mayor peso en la matriz energética de Colombia.



Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético 2009 de la UPME.

## 2.5. Demanda de Energía Primaria.

La mayor parte de las fuentes primarias de energía es llevada a centros de transformación, y como ya se mencionó, los excedentes como en los casos del petróleo y el carbón son exportados. Los cambios más importantes en consumo final en los últimos años han sido a nivel de gas natural, donde se ha superado el doble de la producción entre el año 2000 y el 2009, mientras que el consumo final de carbón ha descendido casi un 50% en el mismo período. Esto se explica por la construcción de las últimas plantas térmicas basadas en gas natural.

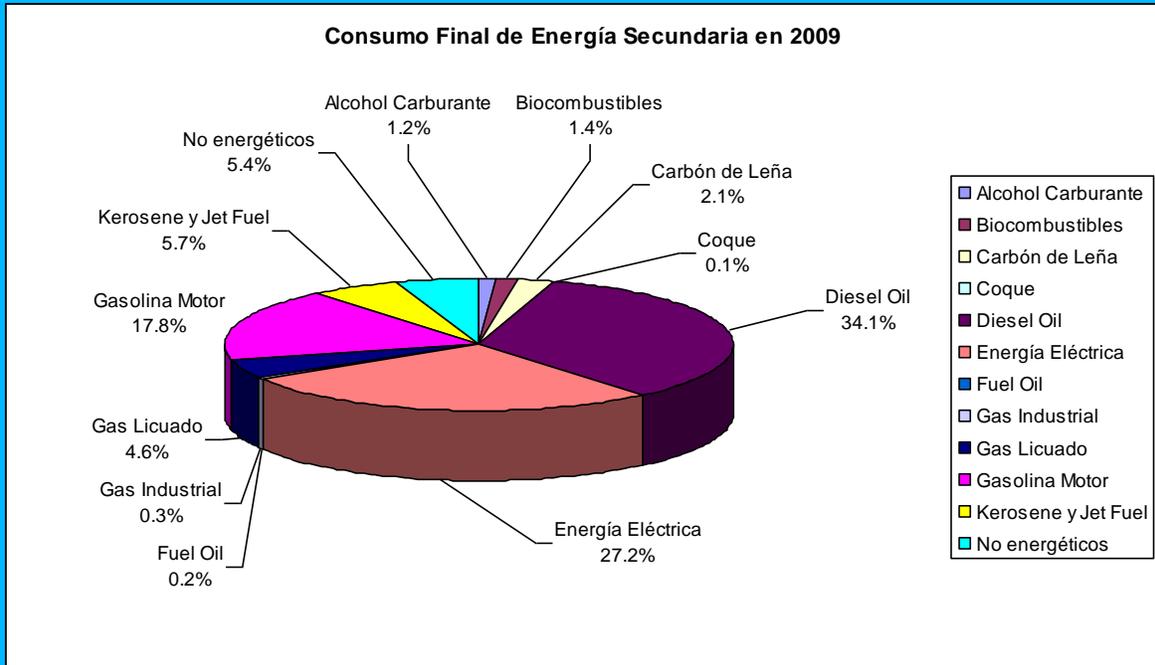


Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de la UPME.

## 2.6. Demanda de Energía Secundaria.

El Diesel Oil es el producto energético secundario que más se consumió en Colombia en el año 2009, con una participación del 34.1%, el segundo lugar correspondió a la Energía Eléctrica con un porcentaje del 27.2% y en tercer lugar la Gasolina Motor con un 17.8%. En total, los productos derivados del petróleo representaron más del 60% del total del consumo de energía secundaria. Los productos No energéticos corresponden a un 5.4% del total y son aquellos que no se emplean con fines de generación a pesar de que poseen un importante contenido energético como los asfaltos, aceites o las grasas lubricantes.

La generación de Energía Eléctrica se consigue a partir de fuentes renovables y no renovables de energía. La mayoría de la producción de electricidad en Colombia se logra por utilización de recursos hídricos en la categoría de renovables (75%), mientras que el porcentaje restante se consigue a partir de combustibles fósiles.



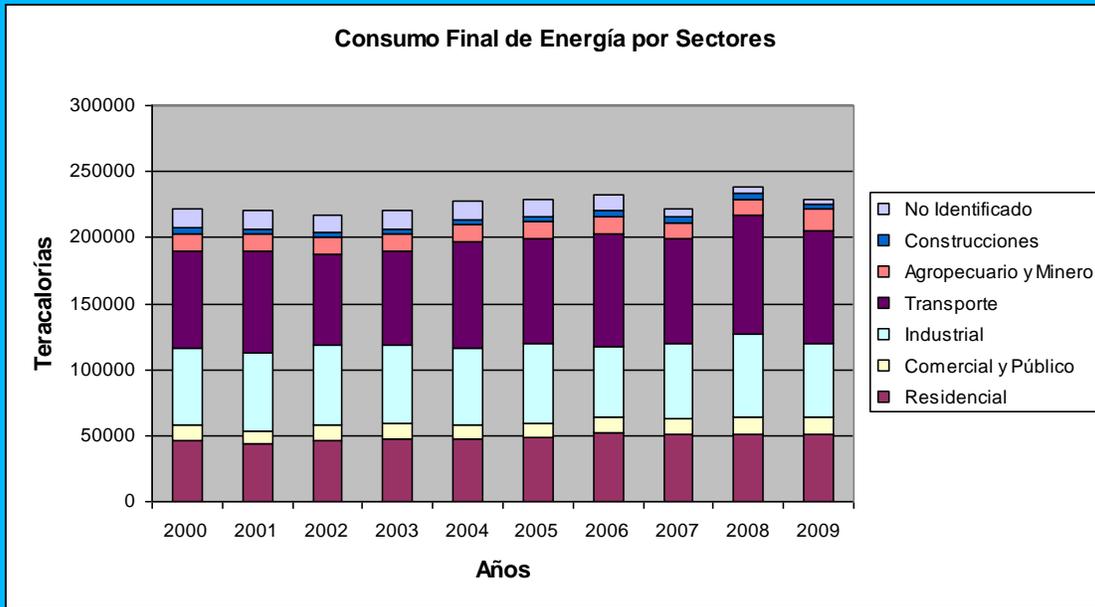
Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético 2009 de la UPME.

## 2.7. Consumo Final de Energía por Sectores

En lo referente al Consumo Final de Energía incluyendo tanto primaria como secundaria, la distribución porcentual por sectores indica que el de Transporte es el mayor consumidor, seguido por el sector Industrial que es el presenta las mayores variaciones en cada período, mientras que los consumos de los sectores Residencial y del Comercial y Público tienden a un bajo crecimiento. En el año 2009 se notó un crecimiento muy importante del consumo de energía en el sector Minero (40%), debido a grandes proyectos de inversión extranjera que se han venido desarrollando en el país; al mismo tiempo y debido entre otros factores a la crisis económica internacional del 2008, el sector Industrial redujo su consumo un 13% con respecto al año anterior y el de construcciones un 22%.

Año \ Sector	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Residencial	46250	44243	46474	47108	47723	48753	52443	51402	51497	50717
Comercial y Público	12026	9122	11366	11920	10571	10767	11760	12024	12136	13203
Industrial	58224	59363	60710	59863	58358	60630	53502	55795	63541	55492
Transporte	73595	77052	69267	70774	80236	79455	85254	80206	89658	85279
Agropecuario y Minero	12984	12863	13154	13475	12770	12345	12829	12180	12443	17359
Construcciones	3924	3814	3542	3250	3851	3897	4547	4283	4331	3360
No Identificado	15268	14275	12716	14671	13960	13017	11849	5277	5232	2865
<b>Total (Tcal)</b>	<b>222271</b>	<b>220732</b>	<b>217229</b>	<b>221061</b>	<b>227469</b>	<b>228864</b>	<b>232184</b>	<b>221167</b>	<b>238838</b>	<b>228275</b>

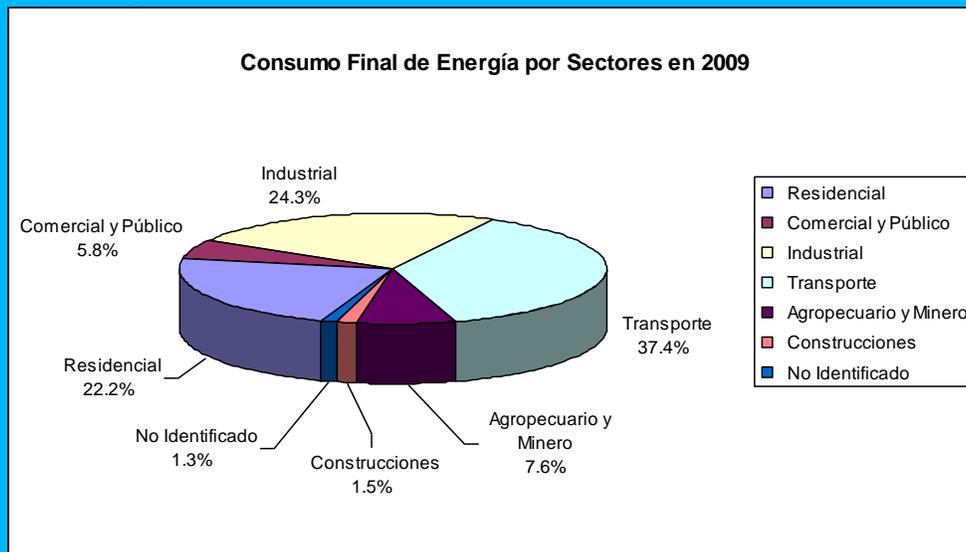
Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de la UPME.



Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de la UPME.

En los últimos años, cerca del 80% del consumo final de energía ha correspondido al sector productivo mientras que el sector Residencial consume un 20%.

El consumo final de energía en el año 2009 fue de 227769 Teracalorías, de las cuales 39868 correspondieron a Energía Eléctrica (17.5%). Teniendo en cuenta que en la matriz energética colombiana los combustibles fósiles y sus derivados (fuentes no renovables de energía) tienen los mayores porcentajes de participación y adicionalmente generan el 25% de la Energía Eléctrica; la sostenibilidad energética del país requiere una mayor participación y diversificación de fuentes renovables de energía. Las fuentes alternativas deben ser desarrolladas tanto para la generación de electricidad como para disminuir la dependencia del petróleo y sus derivados por parte de los principales sectores de consumo: Industrial y Transporte.

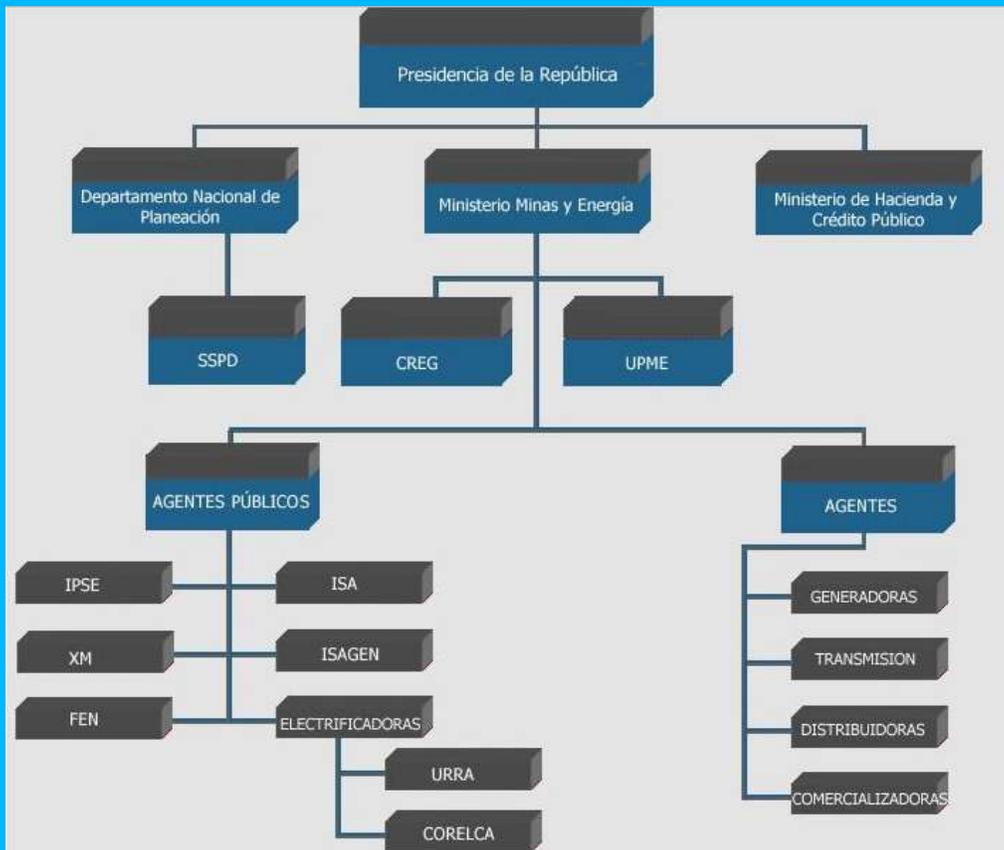


Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético 2009 de la UPME.

### Capítulo 3 – El Sector Eléctrico en Colombia.

El sector eléctrico colombiano hasta principios de los años 90 estaba básicamente en manos del Estado, con empresas integradas verticalmente desde la generación hasta la comercialización, sin embargo teniendo en cuenta la cantidad de problemas tanto institucionales como de prestación del servicio agudizados por la crisis energética de 1992<sup>7</sup>, fue necesario hacer importantes reformas al sector, a partir de 1994 y en la medida en que se ha hecho necesario hasta la más reciente en el año 2006.

En primer lugar, el sector eléctrico colombiano cambió radicalmente desde 1994 debido a la promulgación y aprobación de las Leyes 142 y 143. A partir de ese momento se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación independiente y se introdujo competencia en generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución. Partiendo del supuesto de que la competencia en el segmento de generación iba a producir un servicio de buena calidad y de manera eficiente, se creó un mercado mayorista que buscaba la formación de precios a un mínimo costo, mediante un sistema de subasta. Adicionalmente, las redes se comenzaron a regular como monopolios naturales que enfrentaban incentivos para reducir sus costos y preservar niveles aceptables de calidad.<sup>8</sup>



Fuente: UPME, Subsector Eléctrico Colombiano

<sup>7</sup> La crisis energética de 1992 se presentó como consecuencia del fenómeno de El Niño que provocó sequías en Colombia, afectando los niveles de los embalses para generación de energía hidroeléctrica y que sumado a problemas de infraestructura causó racionamiento del suministro eléctrico.

<sup>8</sup> FEDESARROLLO, *Cuadernos de Fedesarrollo – Número Treinta, Octubre 2009*

La Ley 142 estableció las políticas sobre la prestación de los servicios públicos en todo el país, y reglamentó las actividades de regulación, vigilancia y control como funciones primordiales del Estado. Para tal fin fueron creados dos nuevos organismos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Por otra parte, la Ley 143 reafirmó la posibilidad de participación privada en los negocios eléctricos, creando un mercado mayorista de la electricidad y definiendo los procedimientos y mecanismos de regulación del sector. A partir de esta Ley, el sector eléctrico fue dividido en las siguientes actividades:

- Generación: producción de la energía eléctrica.
- Transmisión: transporte de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta grandes centros de consumo. (Sistema de Interconexión Nacional, SIN).
- Distribución: transporte de la energía eléctrica desde el punto donde es entregada por el SIN hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final.
- Comercialización: compra de grandes cantidades de energía a los generadores para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector, al igual que lo referente a actividades de atención a los usuarios (facturación, consultas, reclamos, etc).

Los segmentos de Generación y Comercialización fueron definidos como competitivos o potencialmente competitivos, mientras que los segmentos de Transmisión y Distribución se definieron como monopolios sujetos a regulación. Se estableció como regla general la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas.

Con esta reglamentación, el 20 de julio de 1995 comenzó a funcionar el Mercado de Energía Mayorista MEM, estableciendo la venta y compra de energía y potencia en el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) entre generadores y comercializadores sujetos a un reglamento de operación y adicionalmente se segmentó el mercado entre comercializadores y usuarios en dos tipos:

- Mercado regulado: en el que participan los clientes o usuarios industriales, comerciales o residenciales con demandas de potencia inferiores a 0.1 MW, los cuales son abastecidos por los distribuidores a tarifas establecidas por la CREG.
- Mercado no-regulado o de grandes clientes: en el que participan los clientes con una demanda de potencia igual o superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, los cuales son abastecidos por comercializadores y generadores, y negocian libremente sus precios.

Las principales reglas de juego del MEM fueron desarrolladas por la CREG a través de la resolución CREG 024 de 1995 que reglamentó los aspectos comerciales en el SIN y la resolución CREG 025 de 1995 que reglamentó la operación y funcionamiento de este mercado.

Otro hecho significativo para el sector eléctrico tuvo lugar en el año 2006, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) presentó un nuevo esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia a largo plazo, que fue aprobado en octubre y entró en aplicación en diciembre del mismo año.

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad<sup>9</sup>, se consideró necesario cambiar hacia un esquema de mercado que proporcionara una señal de largo plazo que promoviera la expansión del parque de generación y que permitiera asegurar que los recursos de generación no solo eran suficientes para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que el abastecimiento se efectuara a un precio eficiente.

El nuevo esquema se denominó Cargo por Confiabilidad y entró en vigencia el primero de diciembre de 2006. Uno de sus componentes esenciales es la existencia de 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. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (precio de escasez). Esa remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y pagada por los usuarios del sistema interconectado, a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.<sup>10</sup>

Los avances en cuanto a calidad del servicio, eficiencia, confiabilidad y finanzas públicas a partir de estas reformas han sido sustanciales, lo cual ha despertado el interés de inversionistas extranjeros. Las decisiones de la regulación y apertura a la inversión privada fueron recibidas positivamente por la comunidad internacional y la inversión en generación ha permitido evitar racionamientos en períodos importantes de sequía como en los años 1997 y 1998.

### **3.1. Estructura institucional**

A partir de la introducción del modelo de competencia, el Estado participa en la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control a través de una estructura que ha permanecido sin modificaciones desde 1994.

La definición de la política energética está a cargo del Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) establece los requerimientos energéticos del país y elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico, en conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo.

La tarea regulatoria es desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que está integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y

---

<sup>9</sup> Mecanismo de remuneración administrada de la capacidad de generación, que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado, y que en promedio remuneró 500 millones de dólares cada año al conjunto de generadores por mantener disponibles sus activos de generación.

<sup>10</sup> FEDESARROLLO, *Cuadernos de Fedesarrollo – Número Treinta, Octubre 2009*

Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación DNP y cinco expertos en asuntos energéticos, de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro años.

La labor de vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El superintendente es nombrado por el Presidente de la República. Adicionalmente, el MEM cuenta para su funcionamiento con un ente central denominado Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado del registro de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado.

La planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) que junto con el ASIC son dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos, la cual a su vez es regulada por la CREG .

<b>DIRECCION</b>	Ministerio de Minas y Energía 	←	Presidencia de la República 
<b>PLANEACION</b>	Unidad de Planeación Minero Energética 	←	Comité de Planeamiento de la Transmisión
<b>REGULACION</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas 	←	Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y DNP 
<b>OPERACION</b>	Operador del Mercado 		Consejo Nacional de Operación CNO Comité Asesor de Comercialización CAC  
<b>CONTROL Y VIGILANCIA</b>	Superintendencia de Servicios Públicos  Superintendencia de Industria y Comercio 	←	Presidencia de la República 

Fuente: CREG, Estructura Institucional del Mercado de Energía Mayorista MEM

### 3.2. Características generales del Mercado de Energía Mayorista

El mercado está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información que les permite a los agentes (generadores y comercializadores), realizar transacciones de compra y venta de electricidad de corto y largo plazo. XM Compañía de Expertos en Mercados, es la empresa que opera y administra el mercado eléctrico colombiano.

En el MEM se negocia toda la energía requerida para abastecer la demanda de los usuarios conectados al Sistema de Interconexión Nacional, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que tienen plantas o unidades de generación conectadas al sistema.

Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas las plantas o unidades de generación que tengan conectadas al SIN y de una capacidad igual o superior a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el CND. Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM.

Existen tres tipos diferentes de transacciones en el MEM:

- Transacciones horarias en la bolsa de energía.
- Contratos bilaterales financieros de energía.
- Subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), del Cargo por Confiabilidad.

Los generadores que ingresen al MEM pueden realizar cualquier tipo de transacción.

### 3.3. Subastas de Energía Firme en Colombia

La asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) se realiza mediante una subasta donde los agentes con intención de invertir en proyectos de generación interactúan y compiten por colocar recursos de generación. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG.

El 6 de mayo de 2008 se realizó la primera subasta de Energía Firme de Colombia, que garantiza una energía firme de 65870 GWh por año a partir del 2012, mediante la asignación de 3008,88 GWh para el período 2012-2013, como se muestra a continuación:

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	OEF (GWh-año)
Amoyá	Hídrico	78	214.27
Termocol	Fuel Oil	201.6	1677.71
Gecelca 3	Carbón	150	1116.90
Total		429.6	3008.88

Fuente: XM

Posteriormente se realizó una segunda asignación el 13 de junio del mismo año, para las plantas de generación El Quimbo (396 MW), Cucuana (60 MW), Porce IV (400 MW), Miel II (135.2 MW), Pescadero Ituango (1200 MW) y Sogamoso (800 MW), que entrarán en operación de manera progresiva entre el 2014 y el 2019 con las siguientes asignaciones de energía:

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	OEF (GWh-año)				
			2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
El Quimbo	Hídrico	396	400	850	1350	1650	1650
Cucuana	Hídrico	60	49	50	50	50	50
Sogamoso	Hídrico	800	400	800	1550	2300	2350
Miel II	Hídrico	135.2	183	184	184	184	184
Porce IV	Hídrico	400	-	321	641	962	962
Pescadero Ituango	Hídrico	1200	-	-	-	-	1085
Total		2991.2	1032	2205	3775	5146	6281

Fuente: XM

Como resultado de la implementación de este nuevo sistema, en el período de 2011 a 2019 entrarán en operación alrededor de 3400 MW adicionales, que le permitirán a Colombia satisfacer una demanda de energía cercana a los 90000 GWh por año y alcanzar una capacidad instalada cercana a los 17500 MW<sup>11</sup>

La demanda de energía eléctrica ha sido atendida de manera satisfactoria a partir de los recursos existentes, sin embargo hay que tener en cuenta que todos los proyectos asignados para cargo por confiabilidad en la segunda subasta fueron hidráulicos, confirmando que en una planeación de largo plazo son los más competitivos. Los proyectos térmicos aparecen en una planeación de corto plazo debido a que pueden entrar rápidamente o en condiciones de racionamiento donde se vuelven viables bajo esquemas de compra garantizada de energía en donde la oferta no corre ningún riesgo de precio. Teniendo esto en cuenta, el uso integral de los recursos de generación o el desarrollo de fuentes alternativas de energía en el país requerirá incentivos o cambios regulatorios.

La falta de diversificación de fuentes está consiguiendo que la composición de generación llegue dentro de pocos años a ser 80% hidráulica y 20% térmica, aumentando la vulnerabilidad del sistema en general, especialmente en temporadas de sequías o con la presencia de eventos climáticos como el fenómeno del Niño, que se refiere al calentamiento de las aguas del pacífico tropical, y genera en Colombia una disminución considerable de lluvias en las regiones Andina y Caribe que puede durar en promedio hasta doce meses.

En los siguientes capítulos se analizará la demanda de energía eléctrica y su crecimiento para los próximos años, a continuación se evaluará la infraestructura y la oferta de generación existente y teniendo en cuenta que el plan estratégico busca la generación a partir de fuentes renovables y diversificar las fuentes de energía, se formulará la estrategia correspondiente para el desarrollo de energías alternativas en el país.

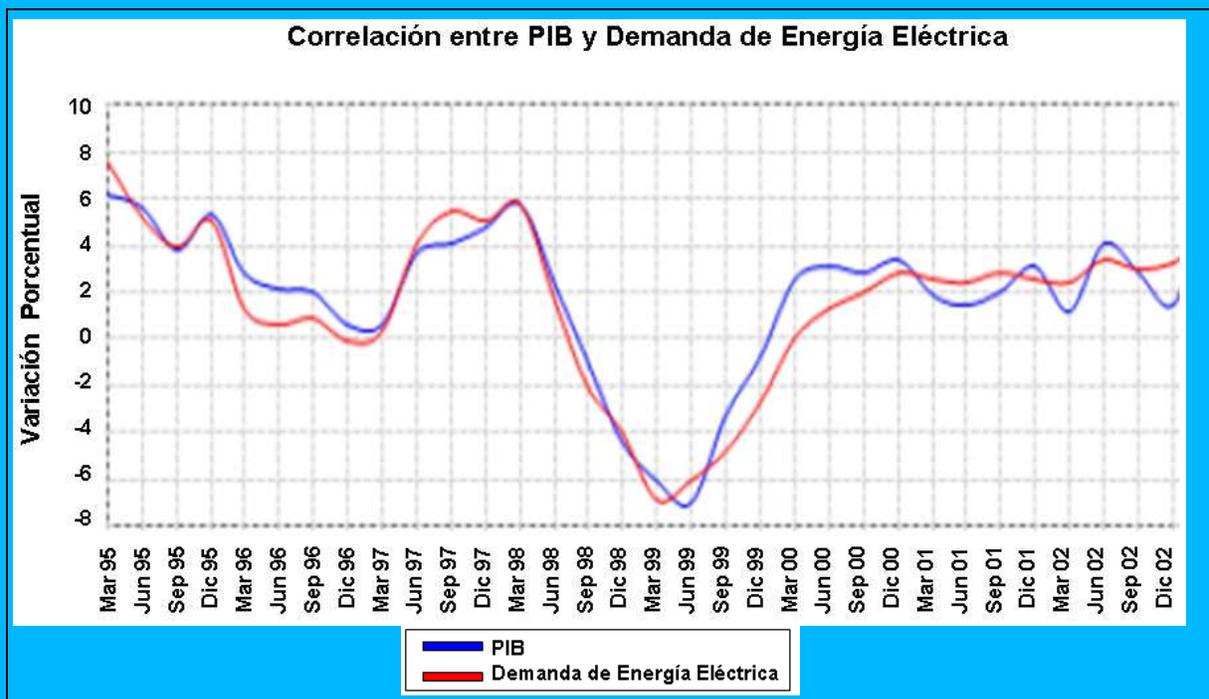
<sup>11</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética UPME; *Revista Escenarios y Estrategias Ed.13, 2008*

## Capítulo 4 – Análisis de la Demanda de Energía

### 4.1. Correlación entre el PIB y la Demanda de Energía

El PIB en Colombia presentó una etapa de crecimiento importante entre los años 1992 a 1994, producto del modelo de apertura económica instaurado durante el gobierno de César Gaviria (1990-1994), sin embargo a partir del siguiente año se presentaron varias fluctuaciones económicas, llegando a la crisis de 1999 cuando Colombia experimentó la peor depresión con una caída del PIB de -4.8% y un desempleo de 20.4%. La crisis económica de 1999 fue el resultado de un período durante el cual el país aumentó sus gastos mucho más allá de sus ingresos. Si bien en el año 2000 la economía mostró una leve recuperación del 3% y mantuvo una inflación por debajo del 10%, el desempleo no disminuyó.<sup>12</sup>

La demanda de energía eléctrica es una de las variables que tiene más relación con el Producto Interno Bruto de un país, en el caso de Colombia, la apertura económica de principios de los 90 que buscaba favorecer la competitividad perjudicó en el corto plazo al sector industrial y las crisis tanto financiera como económica de los años 1998 y 1999 condujeron a la desaparición de muchas entidades financieras al igual que empresas que no estaban suficientemente preparadas para competir. La caída del sector industrial se reflejó directamente en una disminución de la demanda de electricidad.

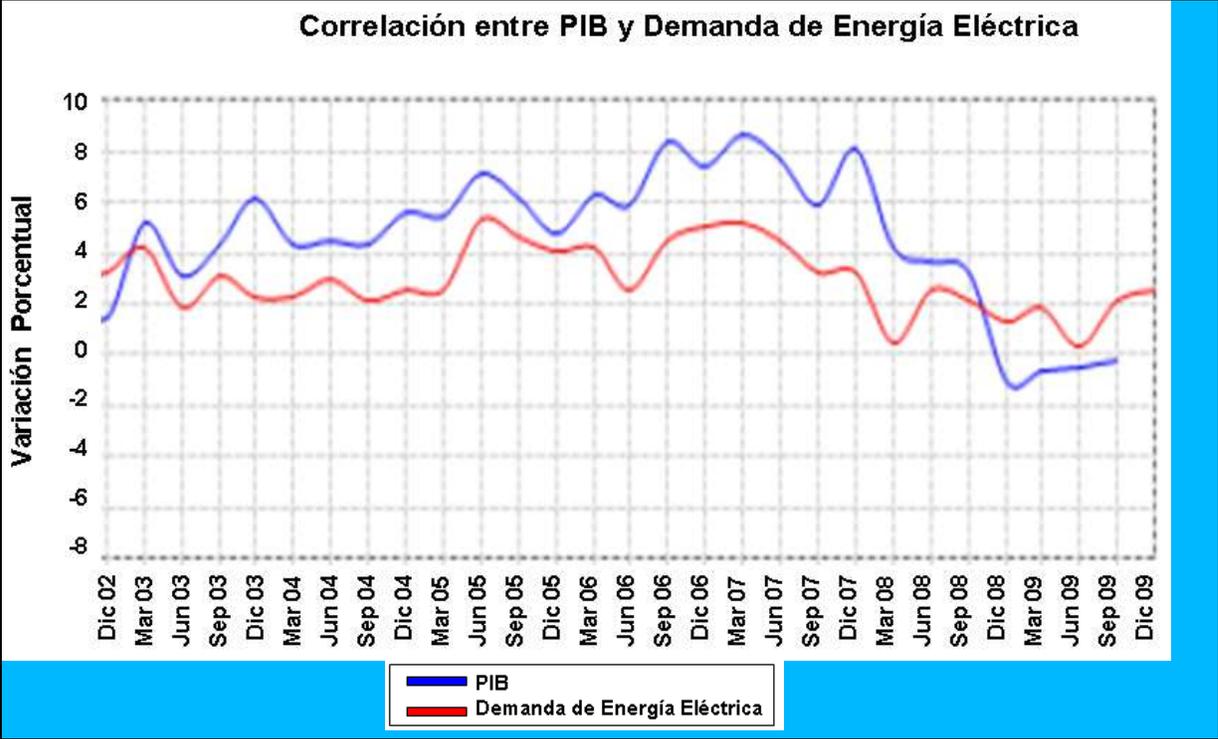


Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, XM

<sup>12</sup> Juan Carlos Tedesco; *Educación y Crisis Económica. Las lecciones de Argentina y Colombia. En carta informativa. Instituto Internacional de Planeamiento de la Educación. Vol. XXI, No. 1. Enero-Marzo de 2003. -UNESCO.*

Posteriormente en el año 2002, con la llegada del presidente Álvaro Uribe y sus políticas de seguridad democrática y confianza inversionista, Colombia atravesó un nuevo período de crecimiento económico hasta la crisis mundial del 2008, sin embargo la concentración del ingreso y la riqueza ha seguido aumentando en los últimos años, hasta el punto que Colombia es hoy en día uno de los países que muestra los índices más altos de desigualdad en América Latina.

La estrecha relación existente entre las variables de PIB y Demanda de Energía Eléctrica ha cambiado a partir del 2003 debido a factores como la alta participación en el PIB del sector de la construcción, de bajo consumo eléctrico; y a que se ha logrado mayor eficiencia en los procesos productivos.



Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, XM

Por otro lado también se puede observar que en momentos de crisis o en la subsiguiente etapa de recuperación, el crecimiento del PIB es inferior al crecimiento de la demanda de energía, tal como sucedió en la crisis nacional a mediados de 1999 y con la crisis mundial a partir del cuarto trimestre del año 2008. Esto se explica por la inelasticidad parcial de la demanda de energía en el mercado colombiano, debido a su conformación en mercado regulado y no regulado, donde el primero hace referencia al consumo del sector residencial y el segundo está relacionado con el sector industrial. A pesar del impacto que puedan tener las crisis para el sector residencial, los hogares mantienen un consumo mínimo de energía. Adicionalmente existen otras variables a considerar en la demanda energética, como el fenómeno del Niño. De acuerdo con cálculos de la empresa XM, este fenómeno climático que genera largos períodos de sequía aumenta el consumo de electricidad en 1.9%.

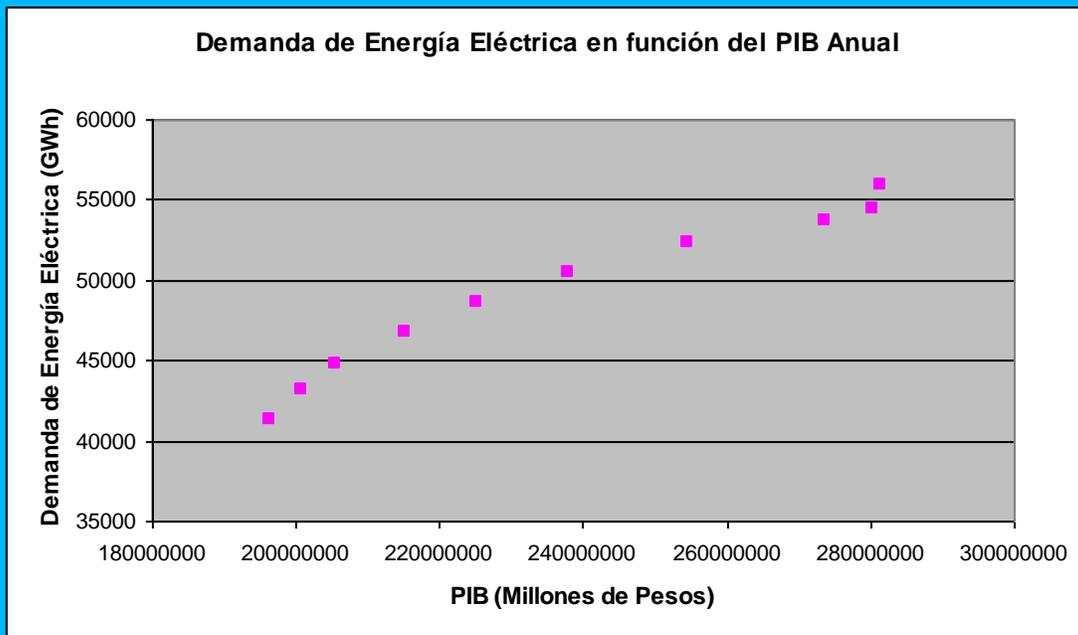
## 4.2. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

Partiendo del hecho de que las variables PIB y Demanda de Energía Eléctrica están correlacionadas, es posible entonces utilizar datos históricos para identificar tendencias y de esta forma conseguir proyecciones de la Demanda a partir de valores posibles de crecimiento del PIB.<sup>13</sup>

Año	PIB*	Demanda (GWh - año)
2000	196,373,851	41355
2001	200,657,109	43136
2002	205,591,281	44743
2003	215,073,655	46803
2004	225,104,157	48618
2005	237,982,297	50467
2006	254,505,598	52368
2007	273,710,257	53666
2008	280,369,033	54433
2009	281,367,310	55966

\* Millones de pesos, a precios constantes del 2000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DANE, y XM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DANE, y XM

Inicialmente se plantea la Demanda de Energía como una función del PIB:

$$\text{Demanda} = f(\text{PIB})$$

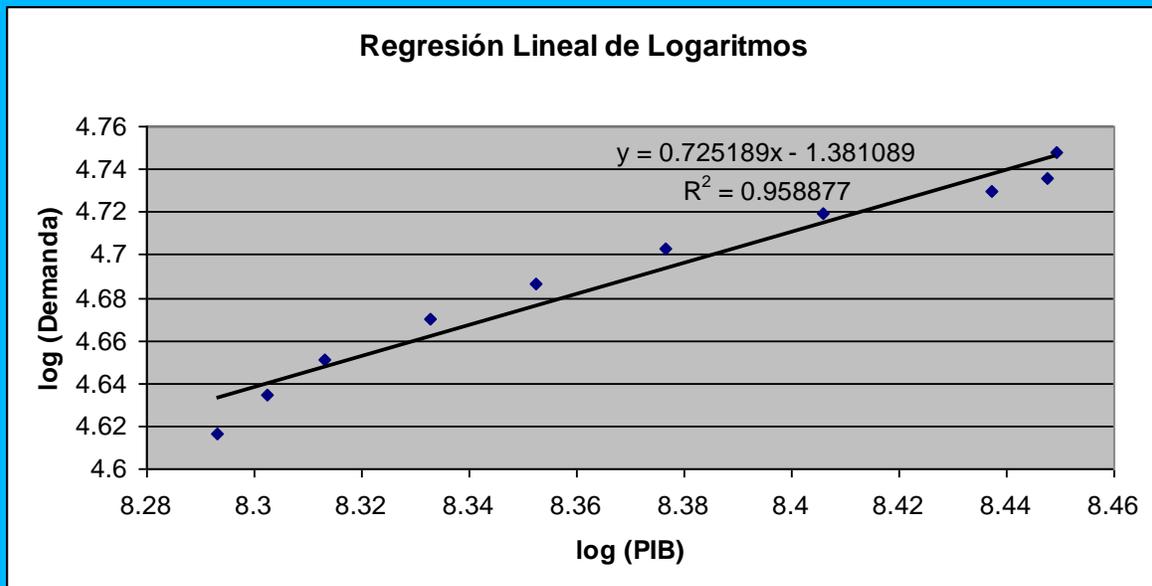
<sup>13</sup> Colaboración del Ingeniero Diego Luzuriaga, Director del Magíster en Dirección Estratégica y Tecnológica del ITBA.

$$\log(\text{Demanda}) = f(\log(\text{PIB}))$$

Al hacer la regresión lineal de los logaritmos de las variables tenemos:

$$\log(\text{Demanda}) = m * \log(\text{PIB}) + b$$

Donde b es el intercepto de la recta y m es la pendiente que representa la elasticidad de la demanda.



Por lo tanto:  $\text{Demanda} = 10^{[m * \log(\text{PIB}) + b]}$

El coeficiente 0.72 menor que 1 permite confirmar que la función de demanda es inelástica, como se explicó anteriormente debido a la segmentación del mercado energético colombiano en regulado y no regulado.

Las proyecciones de la demanda de energía eléctrica pueden establecerse en diferentes escenarios de crecimiento del PIB; teniendo en cuenta que el valor promedio de esta variable durante la última década ha sido del 4.1 %, para este plan estratégico se utilizarán los indicadores de crecimiento 3, 4 y 5 como escenarios bajo, medio y alto, respectivamente.

Los resultados de las proyecciones registrados en la siguiente tabla permiten observar que en transcurso del período 2010-2020 la demanda de energía tendría un crecimiento de 23.9%, 32.9% y 42.5% respectivamente para los escenarios bajo, medio y alto; por otro lado considerando el período 2010-2030 la demanda tendría un crecimiento de 53,5%, 76,6% y 102,9% en los mismos escenarios, esto último significa que en el escenario alto la demanda actual llegaría a duplicarse por lo cual es necesario prever el crecimiento del parque de generación teniendo en cuenta el tiempo de desarrollo y puesta en marcha de las plantas generadoras, que considerando su tamaño y tecnología puede ser de varios años como en el caso de las hidroeléctricas.

## Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica para distintos escenarios de crecimiento del PIB.

Año	BAJO		MEDIO		ALTO	
	PIB*	Demanda GWh-año	PIB*	Demanda GWh-año	PIB*	Demanda GWh-año
2000	196,373,851	41355	196,373,851	41355	196,373,851	41355
2001	200,657,109	43136	200,657,109	43136	200,657,109	43136
2002	205,591,281	44743	205,591,281	44743	205,591,281	44743
2003	215,073,655	46803	215,073,655	46803	215,073,655	46803
2004	225,104,157	48618	225,104,157	48618	225,104,157	48618
2005	237,982,297	50467	237,982,297	50467	237,982,297	50467
2006	254,505,598	52368	254,505,598	52368	254,505,598	52368
2007	273,710,257	53666	273,710,257	53666	273,710,257	53666
2008	280,369,033	54433	280,369,033	54433	280,369,033	54433
2009	281,367,310	55966	281,367,310	55966	281,367,310	55966
2010	289,808,329	56956	292,622,002	57357	295,435,676	57756
2011	298,502,579	58190	304,326,882	59011	310,207,459	59836
2012	307,457,657	59451	316,499,958	60714	325,717,832	61991
2013	316,681,386	60739	329,159,956	62466	342,003,724	64224
2014	326,181,828	62055	342,326,354	64268	359,103,910	66537
2015	335,967,283	63400	356,019,409	66122	377,059,106	68933
2016	346,046,301	64773	370,260,185	68030	395,912,061	71416
2017	356,427,690	66177	385,070,592	69992	415,707,664	73988
2018	367,120,521	67611	400,473,416	72012	436,493,047	76653
2019	378,134,137	69076	416,492,353	74089	458,317,699	79413
2020	389,478,161	70572	433,152,047	76227	481,233,584	82273
2021	401,162,505	72101	450,478,129	78426	505,295,264	85237
2022	413,197,381	73664	468,497,254	80689	530,560,027	88306
2023	425,593,302	75260	487,237,144	83016	557,088,028	91487
2024	438,361,101	76890	506,726,630	85412	584,942,430	94782
2025	451,511,934	78556	526,995,695	87876	614,189,551	98195
2026	465,057,292	80258	548,075,523	90411	644,899,029	101732
2027	479,009,011	81997	569,998,543	93019	677,143,980	105396
2028	493,379,281	83774	592,798,485	95703	711,001,179	109192
2029	508,180,660	85589	616,510,425	98464	746,551,238	113124
2030	523,426,079	87444	641,170,842	101305	783,878,800	117199

\* PIB en Millones de pesos a Precios Constantes del año 2000

La Unidad de Planeación Minero Energética elabora anualmente las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia combinando diferentes modelos a fin de obtener la mejor aproximación posible. La demanda de energía eléctrica nacional (sin considerar las transacciones internacionales) está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución.

$Demanda = Ventas (distribuidoras) + Cargas Especiales + Pérdidas$

Para la elaboración de las proyecciones anuales de demanda de energía, la UPME actualmente combina dos metodologías. En primer lugar mediante modelos econométricos analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a otras variables adicionales al PIB, como consumo, índices de precios, población, etc. A partir de estos modelos se proyectan magnitudes de ventas de energía a escala anual, posteriormente se agregan las demandas de energía de cargas industriales especiales y las pérdidas de energía a nivel de distribución y transmisión para obtener el total de demanda nacional anual. En segundo lugar, utilizando datos mensuales de demanda de energía eléctrica nacional se realiza un análisis mediante series de tiempo, considerando efectos calendario y temperatura promedio (asociada a fenómenos climáticos como El Niño), que permite la obtención de una proyección mensual de la demanda de electricidad, la cual se agrega para llevarla a escala anual.

Las proyecciones de potencia se logran a partir de la demanda de energía eléctrica mensual a la que se aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene con base en la información de los últimos años, y se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor. Este aspecto, junto con los escenarios de demanda de energía, permite definir los escenarios alto, medio y bajo de potencia. Una vez obtenidas las proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual nacional.

En los Anexos 4 y 5 se presentan las proyecciones anuales de potencia máxima y demanda de energía eléctrica elaboradas por la Unidad de Planeación Minero Energética con las metodologías anteriormente descritas y registradas en el Plan de Expansión de Referencia 2010-1024. De acuerdo con estas proyecciones, en el escenario de crecimiento medio en el año 2030 la demanda de energía eléctrica alcanzaría los 106570 GWh/año y la potencia máxima llegaría a los 17588 MW.

En las proyecciones elaboradas por la UPME, para el año 2030 la demanda de energía eléctrica prácticamente se duplicaría con respecto a la del 2008, lo cual coincide con los resultados obtenidos con el cálculo anterior en el cual solo se tuvo en cuenta la correlación entre la demanda de energía eléctrica y el Producto Interno Bruto (PIB).

## Capítulo 5 – Infraestructura Energética y Oferta

### 5.1. División Operativa del Sistema de Interconexión Nacional (SIN)

En el año 2002 la Unidad de Planeación Minera y Energética (UPME) con el apoyo del Centro Nacional de Despacho (CND) llevaron a cabo un trabajo de desagregación de la proyección de demanda de energía eléctrica y potencia del sistema interconectado, dividiendo el país en siete regiones: Caribe, Antioquia – Chocó, Oriente, Cafeteros, Centro, Occidental y Sur. A partir de ese trabajo se vio la necesidad de aumentar la desagregación de tal forma que se pudiera facilitar la recopilación y actualización de los datos, con el fin de mejorar las proyecciones. Teniendo esto en cuenta, la UPME dividió el Sistema de Interconexión Nacional para propósitos de funcionamiento en Áreas de Red, cada una de las cuales es responsable de la operación y gestiones necesarias para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de su región. A su vez, para propósitos de pronosticar la demanda de energía eléctrica usada en el despacho de plantas de generación, los Operadores Responsables en cada Área de Red fueron organizados en Unidades de Control de Pronóstico UCP. En el año 2011 se contaba con las siguientes UCP organizadas en nueve regiones:<sup>14</sup>

Región (Nombre UCP Agregada)	Nombre UCP	Operador Responsable
Tolima Grande (THC)	Andaquí	Electrificadora del Caquetá
	Pijaos	Electrificadora del Tolima
	Pacandé	Electrificadora del Huila
Sur Total	Pasto	Centrales Eléctricas de Nariño
	Sur	Centrales Eléctricas del Cauca
Valle	Cali	Empresas Municipales de Cali
	EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
CQR	Quindío	Central Hidroeléctrica de Caldas
	CHEQ	
	Pereira	Empresa de Energía de Pereira
Noroeste	Antioquia	Empresas Públicas de Medellín
	Chocó	
Costa	Sinú	Electrificadora de la Costa Atlántica
	Planeta Rica	
	Cartagena	
Caribe	Barranquilla	Centro de Control del Nordeste
	Tayrona	
Oriente	CENS	Centro de Control del Nordeste
	EBSA	
	ENELAR	
	ENERCA	
	SANTANDER	
Centro Total	Centro	Empresa de Energía de Bogotá
	Meta	Electrificadora del Meta
	Guaviare	

<sup>14</sup> República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética UPME; *Proyecciones regionales de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, Diciembre 2011.*

El siguiente mapa presenta la distribución regional que ha sido establecida por la UPME para facilitar la realización de los pronósticos de demanda de energía en Colombia.



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

## 5.2. Sistema de Interconexión Nacional (SIN)

El Sistema de Interconexión Nacional (SIN) está conformado por 14073 Km de líneas de las cuales 11674 km están a 220-230 kV y 2399 km a 500 kV. Con respecto a los enlaces internacionales, Colombia cuenta en la actualidad con una capacidad de exportación de 285MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela, y puede importar desde esos países 215 MW y 205 MW respectivamente. Por otro lado, se proyecta para el año 2012 la construcción de una línea de 300 MW entre Colombia y Panamá, como parte del proyecto Mesoamérica, que promueve la cooperación, desarrollo e integración de diez países: BÉLICE, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y República Dominicana.

El siguiente mapa corresponde al Sistema de Interconexión Nacional (SIN) al año 2011.

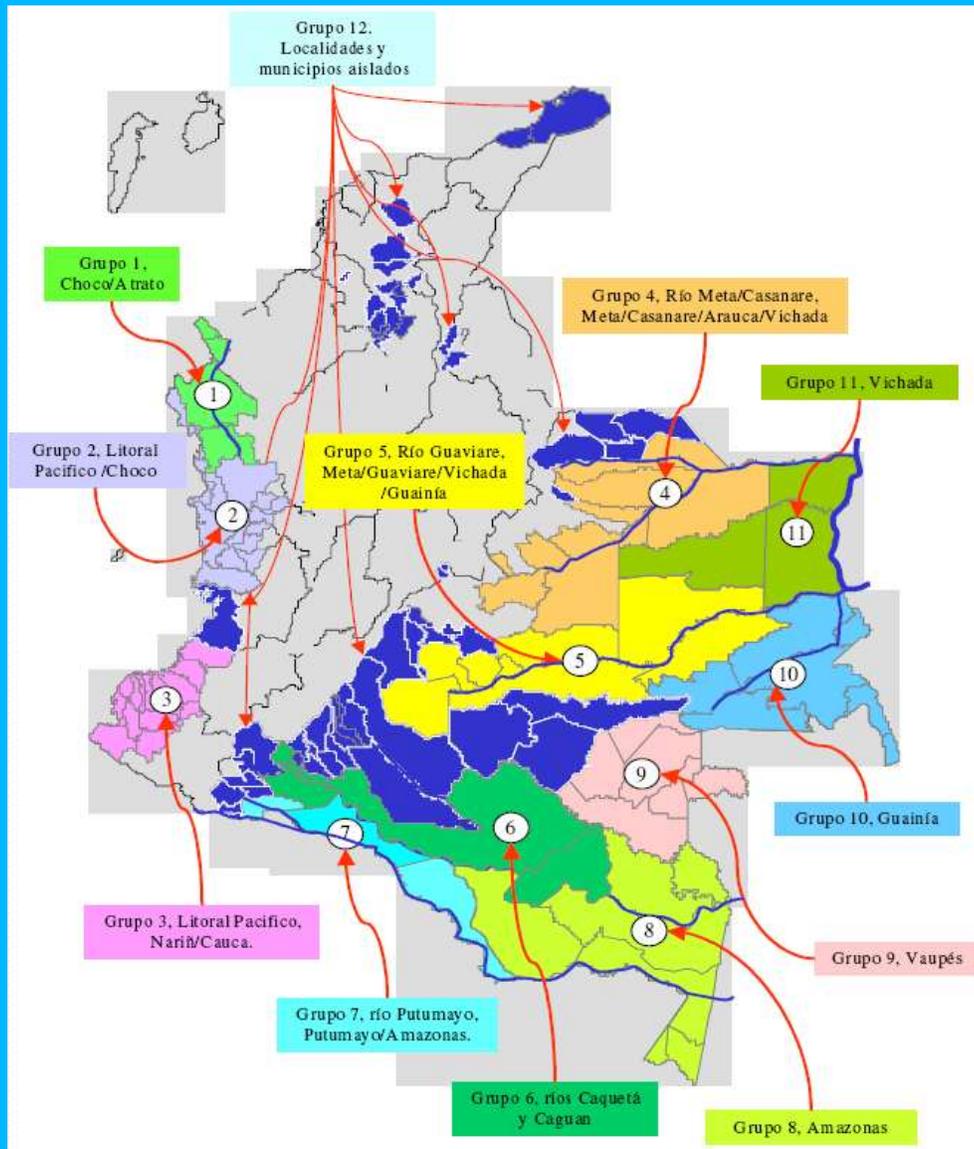


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

### 5.3. Zonas no interconectadas

Las zonas no interconectadas corresponden al 66% del territorio nacional y abarcan 16 departamentos. Se estima una población en estas zonas alrededor de 1,800,000 habitantes de los cuales el 89% es de carácter rural y se concentra en pequeños centros poblados.

La capacidad instalada para generación eléctrica en estas zonas es actualmente 118 MW, de los cuales el 92% (108.5 MW) corresponde a generación con plantas Diesel y el 8 % restante corresponde a generación con PCH, Sistemas fotovoltaicos y generación con biomasa.<sup>15</sup> Entre el 2006 y el 2010 se han desarrollado 23 proyectos en energía solar, eólica, biomasa y en PCH en 11 departamentos para las zonas no interconectadas.



Fuente: IPSE, Mapa geográfico de zonas no interconectadas

<sup>15</sup> Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE, *Estudio Técnico 2004*.

## 5.4. Oferta de Energía Eléctrica

En el año 2009, casi el 70% de la energía eléctrica del país fue generado mediante centrales hidroeléctricas y el 30% restante por centrales térmicas. A nivel de fuentes alternativas de energía, la eólica apenas llegaba al 0.14% del total de capacidad de generación. En total, Colombia contaba en 2009 con 43 generadores activos y una capacidad efectiva neta de 13495.8 MW, clasificados de la siguiente forma:

Tecnología	MW	%
<b>Hidráulica</b>	<b>8997</b>	<b>66.67</b>
Hidráulicas	8525	
Menores	472	
<b>Térmica</b>	<b>4445.4</b>	<b>32.94</b>
Gas	2757	
Carbón	984	
Fuel-Oil	434	
Combustóleo	187	
Menores	83.4	
<b>Cogeneradores</b>	<b>35</b>	<b>0.26</b>
<b>Eólica</b>	<b>18.4</b>	<b>0.14</b>
TOTAL	13495.8	100

Fuente: XM

A raíz del racionamiento de 1992 y 1993 se definió como una política de Estado la diversificación de las fuentes de generación con que contaba el país. Partiendo de una relación entre tecnología de generación hidráulica/térmica 80/20, se fijó como objetivo de mediano plazo alcanzar la relación 60/40, reduciendo la vulnerabilidad del sector eléctrico ante eventos climatológicos extremos como el fenómeno del Niño. Teniendo en cuenta el plan de expansión previsto resultante de las últimas subastas del mercado de energía mayorista, este objetivo no será logrado. El cuadro siguiente muestra la capacidad proyectada para el año 2018, incluyendo el parque actual, las plantas adjudicadas mediante subastas de Energía Firme y otras plantas que se encuentran en construcción.

Tecnología	MW	%
<b>Hidráulica</b>	<b>12084</b>	<b>71.35</b>
Hidráulicas	11612	
Menores	472	
<b>Térmica</b>	<b>4799.4</b>	<b>28.34</b>
Gas	2757	
Carbón	1134	
Fuel-Oil	434	
Combustóleo	187	
ACPM	204	
Menores	83.4	
<b>Cogeneradores</b>	<b>35</b>	<b>0.21</b>
<b>Eólica</b>	<b>18.4</b>	<b>0.11</b>
TOTAL	16936.8	100

Fuente: XM

## 5.5. Crecimiento del parque de generación

A partir de la información correspondiente a la oferta de generación de energía eléctrica y considerando las proyecciones de potencia máxima y demanda de energía elaboradas por la UPME (Anexos 3 y 4), frente a un escenario alto de demanda no sería necesario aumentar el parque de generación hasta el año 2018, sin embargo en el largo plazo y con el interés de Colombia de convertirse en un importante exportador de energía particularmente hacia Centroamérica sería necesaria la incorporación de nuevas plantas al Sistema de Interconexión Nacional (SIN).

Con respecto al crecimiento del parque generador, el Plan de Expansión de Referencia 2010-2024<sup>16</sup> plantea cuatro escenarios a partir de variables tales como demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, costos de combustibles, interconexiones eléctricas internacionales y desarrollo de proyectos en los países vecinos, y a partir de los resultados de algunas simulaciones efectuadas establece que en el largo plazo (posterior al año 2018) el sistema requerirá 1900 MW adicionales a la expansión definida mediante el Cargo por Confiabilidad y otros 150 MW considerando el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años. El plan resalta la importancia de considerar la entrada de 600 MW en proyectos térmicos a partir del 2021 para disminuir la vulnerabilidad del sistema y diversificar la matriz energética sugiriendo la utilización del carbón, que es el recurso más abundante. Para terminar, el plan menciona que el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) de base hidráulica-térmica debe ser complementado con otras fuentes alternativas y por otro lado señala la necesidad de desarrollar sistemas de almacenamiento estratégico de gas para aumentar la confiabilidad de su suministro al sector termoeléctrico.

El Plan de Expansión de Referencia al igual que otros documentos relacionados con el futuro energético del país, en general no dan señales claras de apoyo al desarrollo de fuentes de energías alternativas que puedan ser integradas al SIN, solamente se hace mención al tema pero se hacen las proyecciones de crecimiento energético con base en la utilización de la energía hidroeléctrica y de las fuentes de combustibles fósiles partiendo de la abundancia de recursos con los que cuenta Colombia, que permiten que los objetivos económicos de los proyectos sean alcanzados pero no tienen en cuenta una evaluación completa y responsable de las variables relacionadas con el medio ambiente y el impacto social de los mismos.

A este respecto, es importante considerar la tendencia mundial a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que debería desestimular la generación térmica y en cuanto a la generación hidroeléctrica, la revista *Semana*, uno de los principales medios de comunicación del país, publicaba en Septiembre de 2011 una nota titulada “El Otro El Dorado”<sup>17</sup>, en donde se mencionan los problemas que se han presentado con los cuatro proyectos más grandes en desarrollo: Ituango (1200 MW), Sogamoso (800 MW), Porce IV (400 MW) y El Quimbo (396 MW); los dos últimos temporalmente suspendidos. Estos problemas van desde cuestiones ambientales y desplazamiento de comunidades indígenas hasta la existencia de grupos al margen de la ley que han dificultado la ejecución de las obras.

---

<sup>16</sup> República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética UPME; *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024*

<sup>17</sup> Recuperado 10 de Septiembre, 2011, de <http://www.semana.com/nacion/otro-dorado/163893-3.aspx>

## 5.6. Concentración del mercado energético

Una de las herramientas más utilizadas para calcular la concentración económica de un mercado es el índice HH (Herfindahl Hirschman)<sup>18</sup>. A partir de los valores de participación de cada uno de los generadores en el total de energía entregada en períodos anuales se puede tener una idea acerca de la concentración del mercado eléctrico en Colombia.

En el caso de un mercado de monopolio puro con una empresa que tenga 100% de participación del mercado, el índice HH sería 10000. De otro lado, en un mercado de competencia perfecta por ejemplo con 100 empresas de cuota de participación de 1% cada una, el índice sería 100. En general se puede considerar que un índice HH por debajo de 1000 constituye un oligopolio débil, mientras que encima de 1800 constituye un oligopolio fuerte. Otra característica destacable del índice HH es que da un peso considerable a la dominancia, ya que altas cuotas de participación de una empresa se traducen en mayores índices de poder de mercado.

El 84% de la capacidad de generación eléctrica en Colombia es administrada por 6 generadores: ENDESA(Emgesa), EPM, Isagen, Gecelca, Unión Fenosa (EPSA) y AES (Chivor). La siguiente tabla presenta el cálculo del índice HH a partir de la generación eléctrica durante el año 2009.

Generador	GWh-año	Participación	Indice HH
Emgesa	12918	20.0	398
EPM	12636	19.5	381
Gecelca	10250	15.8	251
Isagen	8291	12.8	164
EPSA	3346	5.2	27
AES Chivor	2933	4.5	21
Gensa	2601	4.0	16
Termocandelaria	2578	4.0	16
Termoflores	2195	3.4	11
Termoemcali	1758	2.7	7
Merilétrica	1408	2.2	5
Termotasajero	1353	2.1	4
Urrá	718	1.1	1
Proeléctrica	710	1.1	1
Otros	1037	1.6	3
	64732	100.0	1306

A partir de estos resultados se puede establecer que el mercado de generación eléctrica en Colombia presenta características de oligopolio moderado, con un número reducido de empresas de gran participación que podrían eventualmente llegar a ejercer poder de mercado.

<sup>18</sup> El índice Herfindahl Hirschman es un número que corresponde a la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado para cada empresa.

## Capítulo 6 – Diseño de un Plan Estratégico de Desarrollo de Energías Alternativas

### 6.1. Antecedentes del Plan

Producto de los importantes recursos energéticos con los que cuenta el país en materia hídrica y de combustibles fósiles, particularmente reservas de carbón, el tema de las energías alternativas no ha despertado el suficiente interés como para dedicarle un estudio detallado en los distintos documentos de planeación que se han desarrollado en Colombia.

A nivel institucional, la máxima autoridad nacional de planeación es el Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES que se desempeña como organismo asesor del Gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social del país. El CONPES fue creado por la Ley 19 de 1958, actúa bajo la dirección del Presidente de la República y está compuesto por los ministros de Relaciones Exteriores, Hacienda, Agricultura, Desarrollo, Trabajo, Transporte, Comercio Exterior, Medio Ambiente y Cultura, el Director del Departamento Nacional de Planeación (DNP), los gerentes del Banco de la República y de la Federación Nacional de Cafeteros, así como el Director de Asuntos para las Comunidades Negras del Ministerio del Interior y el Director para la Equidad de la Mujer.

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) es un organismo técnico que se encarga de impulsar la implantación de una visión estratégica del país en los campos social, económico y ambiental, a través del diseño, la orientación y evaluación de las políticas públicas colombianas, el manejo y asignación de la inversión pública y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno. El DNP desempeña las funciones de Secretaría Ejecutiva del CONPES y por lo tanto es la entidad encargada de coordinar y presentar todos los documentos para discutir en sesión.

El Documento CONPES 3527 del 23 de junio de 2008<sup>19</sup> y que se denominó “Política Nacional de Competitividad”, registraba que según mediciones internacionales de competitividad, Colombia tenía bastante espacio para mejorar. Los indicadores internacionales de competitividad que se tuvieron en cuenta fueron el Índice de Competitividad Global, preparado por el Foro Económico Mundial (FEM), el Índice de Competitividad del Institute for Management Development (IMD) de Suiza, y el Índice de Facilidad para Hacer Negocios (Doing Business) del Banco Mundial (DB). A nivel del FEM, Colombia ocupaba en el año 2007 la posición 69 y mantuvo su posición en el 2009 entre 131 países; en el IMD de 2008 fue 41 entre 55 países y bajó a la posición 51 en 2009; y en el DB de 2007, ocupó la posición 66 entre 178 países, sin embargo logró llegar al lugar 53 en el año 2009. En este mismo documento se menciona que la baja productividad de la economía nacional se refleja en una pérdida de competitividad frente a otros países del mundo, que han avanzado más rápidamente que Colombia en el crecimiento del ingreso por habitante. En este sentido Colombia necesitaría crecer a una tasa del 6% anual para lograr alcanzar en los próximos 25 años la meta de ser un país de ingresos medios altos (18.000 dólares de ingreso per. cápita).

---

<sup>19</sup> Departamento Nacional de Planeación DNP, *Documentos Conpes Económicos 2008*.

La Constitución Política de Colombia establece en su artículo 339 que las entidades públicas elaborarán y adaptarán Planes de Desarrollo con el objeto de asegurar el uso eficiente de los recursos y el desempeño adecuado de las funciones asignadas por la Constitución y la ley. Los planes formulados deben contener una parte estratégica, lo cual implica una orientación hacia resultados. De igual forma, en los artículos 343 y 346 de la Carta Magna, se determina que habrá un sistema de evaluación de gestión y resultados de la gestión pública y se exige a las entidades públicas fijar objetivos y metas en sus planes de desarrollo, planes de inversión y presupuestos, e informar a sus comunidades sobre los avances y resultados alcanzados. De acuerdo con lo anterior, se han elaborado entre otros los siguientes documentos referentes al tema energético:

- Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010
- Plan Energético Nacional 2006 - 2025
- Plan de Expansión de Referencia, Generación – Transmisión, 2010-2024
- Visión Colombia II Centenario: 2019

El Plan Energético Nacional de Colombia 2006-2025 incluye referencias a las fuentes de energía alternativas, sin embargo y teniendo en cuenta la variedad de recursos con los que se cuenta en el país sería conveniente profundizar los estudios sobre los potenciales de las fuentes, revisar y actualizar la legislación existente, al igual que incluir nuevos mecanismos que promuevan los proyectos sustentables y controlar el cumplimiento de las normas de protección ambiental tanto a nivel de la empresa privada como de las empresas públicas.

*“En Colombia, como consecuencia del modelo implementado y sin desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía, se ha prestado poca atención al desarrollo de políticas exitosas dirigidas a incluir en la canasta energética el uso de fuentes no convencionales de energía y de programas de eficiencia energética, orientados al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. El País cuenta con un importante acervo normativo vigente desde hace 5 años, siendo la primera de ellas la Ley 697 de 2001 y sin embargo los resultados concretos en lo que hace al desarrollo de proyectos de Uso Racional de Energía y a la inclusión de las fuentes no convencionales de la energía en la matriz energética, son poco satisfactorios. En forma similar a otros países en desarrollo y en el ámbito latinoamericano, la razón es atribuible a barreras de distinta índole como un marco institucional inadecuado, poca continuidad en la implementación de políticas públicas y las políticas de precios y fiscales, tanto para la energía eléctrica como para los combustibles, que impactan de distintas formas a la eficiencia energética y la penetración de fuentes no convencionales de energía.”<sup>20</sup>*

Dentro de los logros destacables en cuanto a la promoción de otras fuentes de energía para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles; se ha incrementado en los últimos años el desarrollo del biodiesel y de otros biocombustibles, contando con el apoyo gubernamental, reflejado con los incentivos tributarios que permiten tener rentas exentas de impuestos a los procesos que permitan la venta de energía generada por biomasa o residuos agrícolas (Ley 788 de 2002).

---

<sup>20</sup> Ministerio de Minas y Energía De Colombia-Unidad de Planeación Minero Energética UPME: *Plan Energético Nacional 2006-2025*

## 6.2. Análisis Estratégico

A continuación se identifican los diferentes grupos de interés o stakeholders que estarían vinculados al Plan de Desarrollo de Energías Alternativas para el país, considerando al Estado como una unidad empresarial donde la Administración Pública es el responsable a nivel gerencial y la población actúa al mismo tiempo como Accionista y Cliente, a su vez el desarrollo de energías alternativas puede entenderse como la introducción de nuevos productos dentro del mercado de generación eléctrica.

Stakeholders	Aspiraciones
Población en función de Clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cobertura total del servicio básico de energía eléctrica incluyendo a las zonas más aisladas.</li> <li>- Reducción en las tarifas del servicio o aumento del subsidio por parte del Estado.</li> <li>- Aumento en la calidad del servicio evitando los cortes o con un valor mínimo para mantenimientos programados e informados.</li> <li>- Disminución del tiempo de respuesta y mejora en la calidad de los servicios de atención al usuario y solución de problemas técnicos por parte de las empresas prestadoras.</li> <li>- Conservación del medio ambiente.</li> </ul>
Empresarios (Grandes Clientes)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abastecimiento confiable de la demanda de energía eléctrica comercial e industrial.</li> <li>- Tarifas preferentes en los servicios de energía.</li> <li>- Aumento en la calidad del servicio evitando los cortes o con un valor mínimo para mantenimientos programados e informados.</li> <li>- Conservación del medio ambiente.</li> </ul>
Población en función de Accionistas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identificación de los recursos naturales utilizados por las empresas prestadoras como fuentes de energía y mecanismos de compensación.</li> <li>- Rentabilidad de las empresas públicas de servicios de energía.</li> <li>- Acceso a la información financiera de las empresas prestadoras del servicio.</li> <li>- Conocimiento de los planes de inversión por parte de las empresas prestadoras.</li> <li>- Conservación del medio ambiente.</li> </ul>
Administración Nacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cobertura total del servicio básico de energía eléctrica incluyendo a las zonas más aisladas.</li> <li>- Abastecimiento confiable de la demanda eléctrica comercial e industrial.</li> <li>- Identificación de los recursos naturales utilizados por las empresas prestadoras como fuentes de energía y mecanismos de compensación.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rentabilidad de las empresas públicas de servicios de energía.</li> <li>- Acceso a la información financiera de las empresas prestadoras del servicio.</li> <li>- Conocimiento de los planes de inversión por parte de las empresas prestadoras.</li> <li>- Ampliación de cobertura del servicio básico de acuerdo con las directivas del gobierno y planes establecidos.</li> <li>- Aumento en la calidad del servicio evitando los cortes o con un valor mínimo para mantenimientos programados e informados.</li> <li>- Evaluación del potencial de desarrollo de fuentes de energías alternativas en el país.</li> <li>- Conservación del medio ambiente.</li> </ul>
Países limítrofes (Venezuela, Ecuador, Panamá)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abastecimiento de demanda eléctrica insatisfecha a través de una red de conexión internacional.</li> </ul>
Inversores para desarrollo de fuentes de energías alternativas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Evaluación del potencial de desarrollo de fuentes de energías alternativas en el país.</li> </ul>

### 6.2.1. Matriz DOFA

El siguiente análisis DOFA permitirá evaluar la competitividad del Plan de Desarrollo de Energías Alternativas en Colombia.

#### Fortalezas

- Abundancia de recursos naturales en el país para el desarrollo de energías alternativas.
- Sostenibilidad ambiental mediante generación eólica o solar sin emisiones de gases contaminantes.
- Mejor evaluación económica de los proyectos al no depender de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles.
- Complementariedad de la energía eólica con la generación hidroeléctrica en períodos de escasa precipitación, como durante la ocurrencia del fenómeno del Niño.
- Desarrollo de economías de escala en proyectos de energía eólica y solar.
- Tiempo de experiencia en el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) que pueden seguirse expandiendo.

#### Debilidades

- Costos elevados de inversión inicial en desarrollo que representan energía más costosa que la generada por combustibles fósiles o centrales hidroeléctricas.
- Falta de créditos de fomento o esquemas de financiación para proyectos de energías alternativas.

- La variabilidad climática no permite que fuentes como la eólica o la solar se puedan considerar energía firme, lo cual dificulta el desarrollo de proyectos con la regulación vigente.

### **Oportunidades**

- Diversificación de la matriz energética para reducir la vulnerabilidad del sistema de generación eléctrica a los fenómenos climáticos.
- Problemas de suministro de energéticos para fuentes de generación de combustibles fósiles, particularmente gas natural y combustibles líquidos.
- Tendencia mundial a utilización de energías renovables por mayor conciencia ambiental, que permite que los costos de las tecnologías se estén reduciendo.
- Los tratados de libre comercio (TLC) firmados con países desarrollados facilitarán la importación de nuevas tecnologías de generación.
- Utilización de energías alternativas en las zonas no interconectadas (ZNI) en lugar de las plantas Diesel.

### **Amenazas**

- Aumento de la capacidad de generación por combustibles fósiles particularmente carbón, debido a la abundancia de reservas.
- Dificultad de acceso al cargo por confiabilidad para las energías alternativas.
- La regulación actual no valora las externalidades de la generación por combustibles fósiles o centrales hidroeléctricas y por lo tanto no se estimula el desarrollo de energías alternativas.

### **6.3. Potenciales de fuentes de energías alternativas**

Colombia cuenta en todo su territorio con importantes recursos naturales para el desarrollo de diversas fuentes de energías alternativas, desde los recursos solar y eólico abundantes en la región de la costa caribe hasta el potencial de biomasa existente en la gran variedad de zonas cultivables o maderables y energía geotérmica al sur del país.

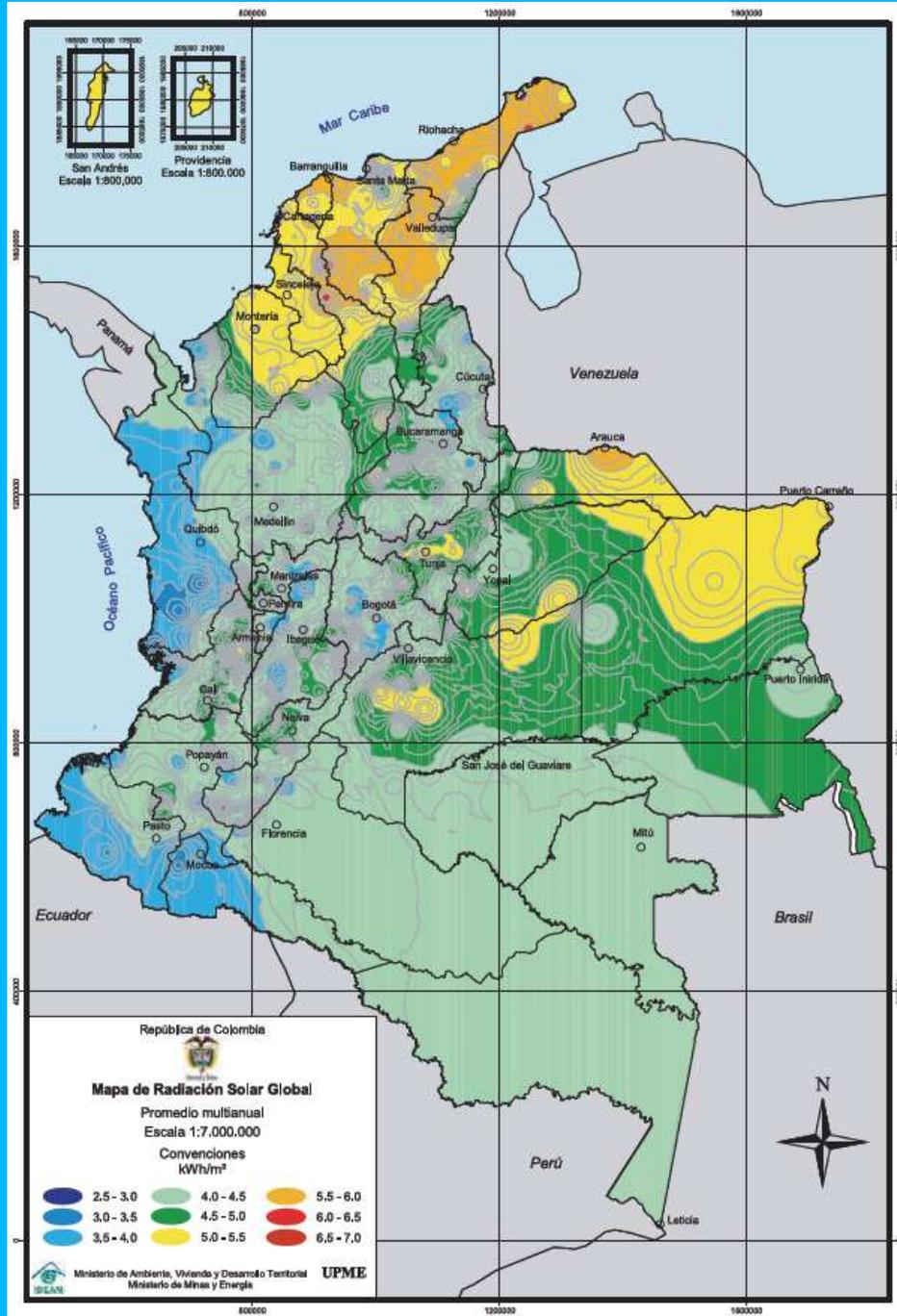
Las principales fuentes de generación de energía en Colombia son hidroeléctricas, que pertenecen al grupo de fuentes renovables y las térmicas alimentadas con combustibles fósiles que se clasifican dentro de las fuentes no renovables; estas dos son consideradas fuentes tradicionales. Por otro lado, fuentes como la eólica, solar, geotérmica o nuclear se consideran como fuentes alternativas de energía. A pesar de que la energía nuclear es alternativa, no hace parte del grupo de energías renovables.

El Plan de Desarrollo de Energías Alternativas de este estudio está orientado a las fuentes renovables, y por lo tanto el potencial de desarrollo de energía nuclear no será considerado.

A continuación se hace una revisión de los potenciales solar, eólico, hídrico, de biomasa, de energía de los mares y geotérmico, posteriormente se relacionan los costos asociados al desarrollo de proyectos para cada tecnología y se incluyen los costos de los actuales proyectos que tienen obligaciones de energía firme (OEF) asignadas.

### 6.3.1. Potencial Solar

Colombia tiene gran potencial energético solar a lo largo de todo su territorio debido a su ubicación entre las latitudes 5 grados sur (Leticia) y 13.5 grados norte (San Andrés), con un promedio diario cercano a 4.5 kWh/m<sup>2</sup> de acuerdo con el Atlas de Radiación Solar <sup>21</sup>.



Fuente: UPME, IDEAM – Atlas de Radiación Solar de Colombia

<sup>21</sup> UPME, IDEAM Atlas de Radiación Solar de Colombia 2005

Para elaborar el Atlas de Radiación Solar de Colombia se utilizaron 550 puntos de referencia y se realizaron mapas a color mes a mes con los promedios diarios sobre una superficie horizontal. Las regiones costeras Atlántica y Pacífica, específicamente en la región Guajira de la costa Atlántica, muestran el mayor potencial solar promedio diario del país entre 5.0 y 6.0 kWh/m<sup>2</sup>. Las regiones de la Orinoquía y Amazonía, que comprenden las planicies de los Llanos Orientales y zonas de las selvas colombianas, presentan una variación ascendente de la radiación solar en sentido suroeste-noreste que en lugares como Puerto Carreño alcanzan valores comparables con los de La Guajira. De acuerdo con la información obtenida se presentan los siguientes promedios de potencial solar por regiones:

Región	Radiación Solar (kWh/m <sup>2</sup> /año)
Guajira	2190
Costa Atlántica	1825
Orinoquía	1643
Amazonía	1551
Andina	1643
Costa Pacífica	1440

Fuente: UPME, IDEAM – Atlas de Radiación Solar

En el año 2009 habían 110000 m<sup>2</sup> de colector solar instalados equivalentes a 77 MWt si estuvieran todos activos, por otro lado el mercado de sistemas solares fotovoltaicos orientado a las zonas no interconectadas al SIN se puede estimar en 300 kW por año durante los últimos treinta años, para una potencia instalada del orden de los 9 MWp.<sup>22</sup>

### 6.3.2. Potencial Eólico

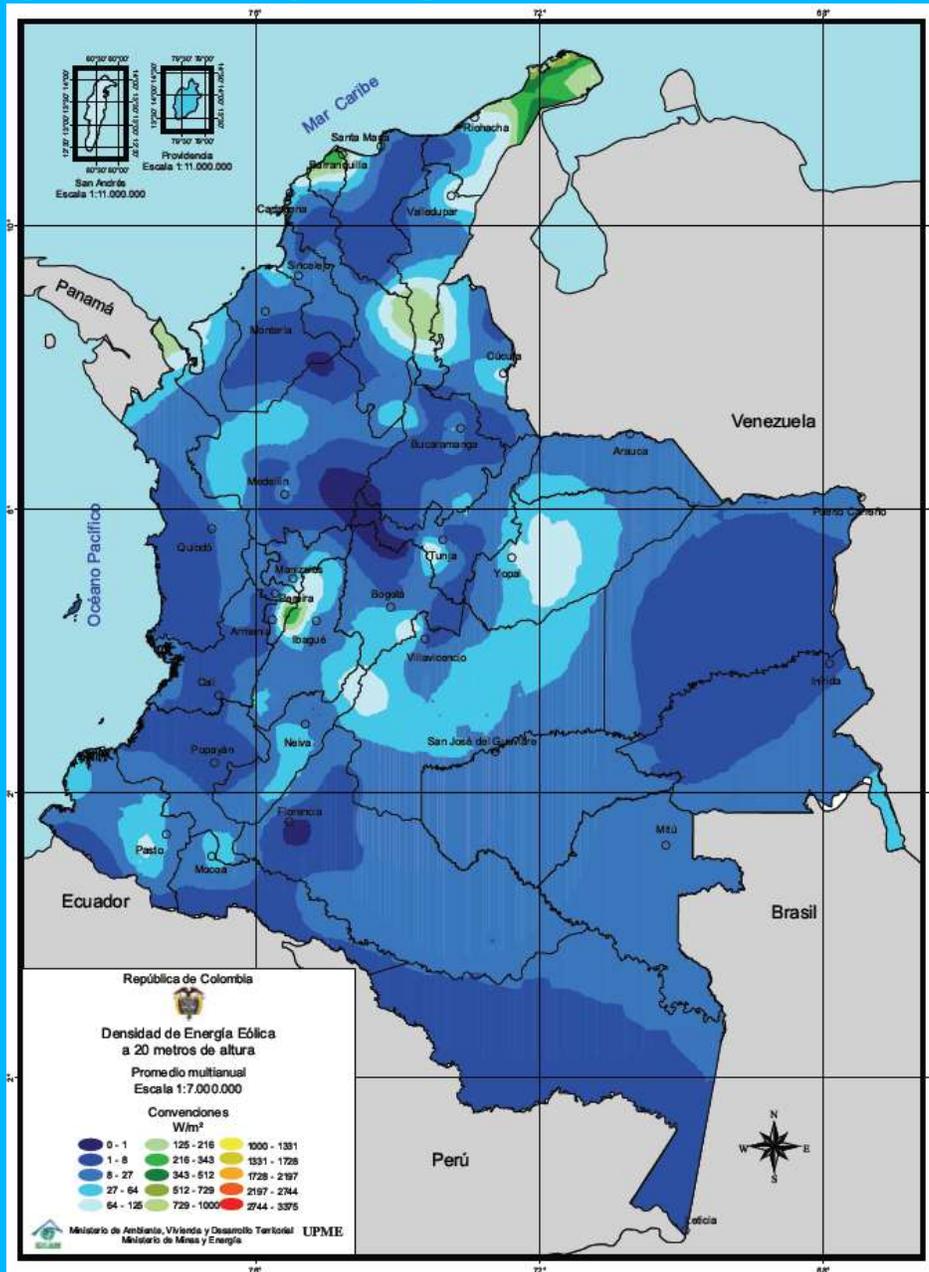
En Colombia la mayor disponibilidad de recurso eólico se encuentra en la costa Atlántica, donde los vientos aumentan en dirección a la península de La Guajira. El estudio más reciente que se ha elaborado sobre el tema es el Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia desarrollado por la UPME y el IDEAM en el año 2006. Este fue elaborado a partir de la información obtenida en 111 estaciones del país, complementados con información de modelos meteorológicos; y consta de mapas de densidad de potencia eólica mensuales y de promedio anual, en alturas de 20 y 50 metros sobre la superficie. En el Atlas se han identificado como regiones con importante potencial eólico las siguientes:

Región	Densidad de Potencia a 20 m (W/m <sup>2</sup> )	Densidad de Potencia a 50 m (W/m <sup>2</sup> )
Guajira	1000 – 1331	1331 – 1728
Región alrededor de Barranquilla	216 – 512	512 – 729
Región costera de Urabá hacia Panamá	125 – 216	216 – 343
Zona de medio Cesar	125 – 216	216 – 343
Paso de la línea entre Ibagué y Armenia	216 – 343	343 – 512
San Andrés	64 – 125	125 – 216
Providencia	27 – 64	64 – 125
Resto del país	Menos de 125	Menos de 125

Fuente: UPME, IDEAM

<sup>22</sup> Humberto Rodríguez Murcia; *Desarrollo de la energía solar en Colombia, Revista de Ingeniería Universidad de los Andes, 2008*

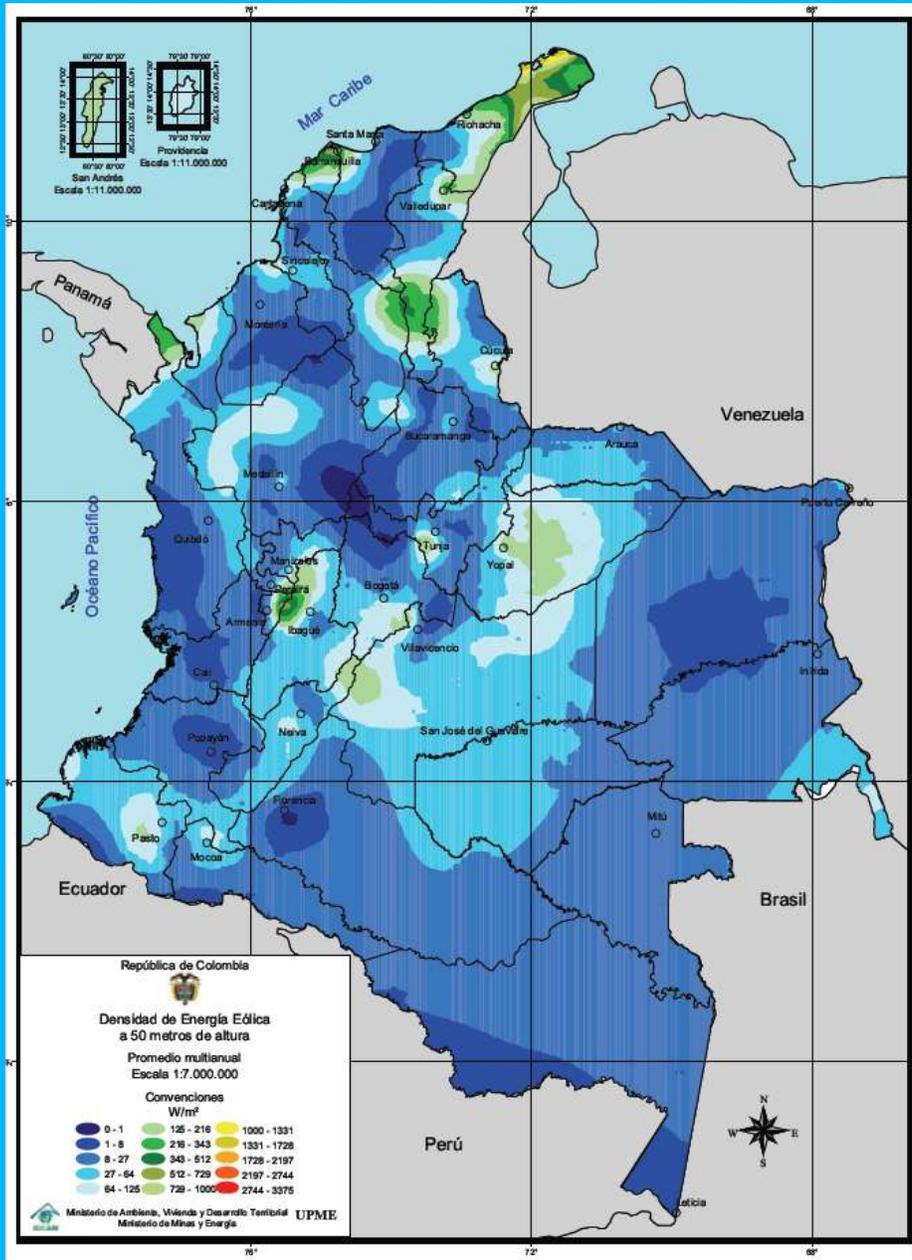
El siguiente mapa presenta la densidad de potencia eólica promedio multianual a 20 metros de altura para las diferentes regiones del país.



Fuente: UPME, IDEAM – Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia

De acuerdo con las clasificaciones internacionales sobre potenciales eólicos, para que la energía eólica sea considerada técnicamente utilizable, es necesario que su densidad sea mayor o igual a 500 W/m<sup>2</sup> a una altura de 50 m, lo que requiere una velocidad mínima del viento de 7 a 8 m/s. Estos lugares pueden ser apropiados para desarrollos eólicos interconectados a la red; a nivel de Colombia serían principalmente la Guajira y la zona próxima a Barranquilla, cercana a la costa y a la desembocadura del río Magdalena. En las demás zonas con potencial eólico significativo identificadas en el Atlas de Viento y Energía Eólica, se podrían diseñar sistemas aislados.

El siguiente mapa indica la densidad de potencia eólica promedio multianual a 50 metros de altura sobre la superficie, donde la distribución geográfica es similar pero las mayores densidades de potencia se presentan debido al aumento de la velocidad del viento con la altura.

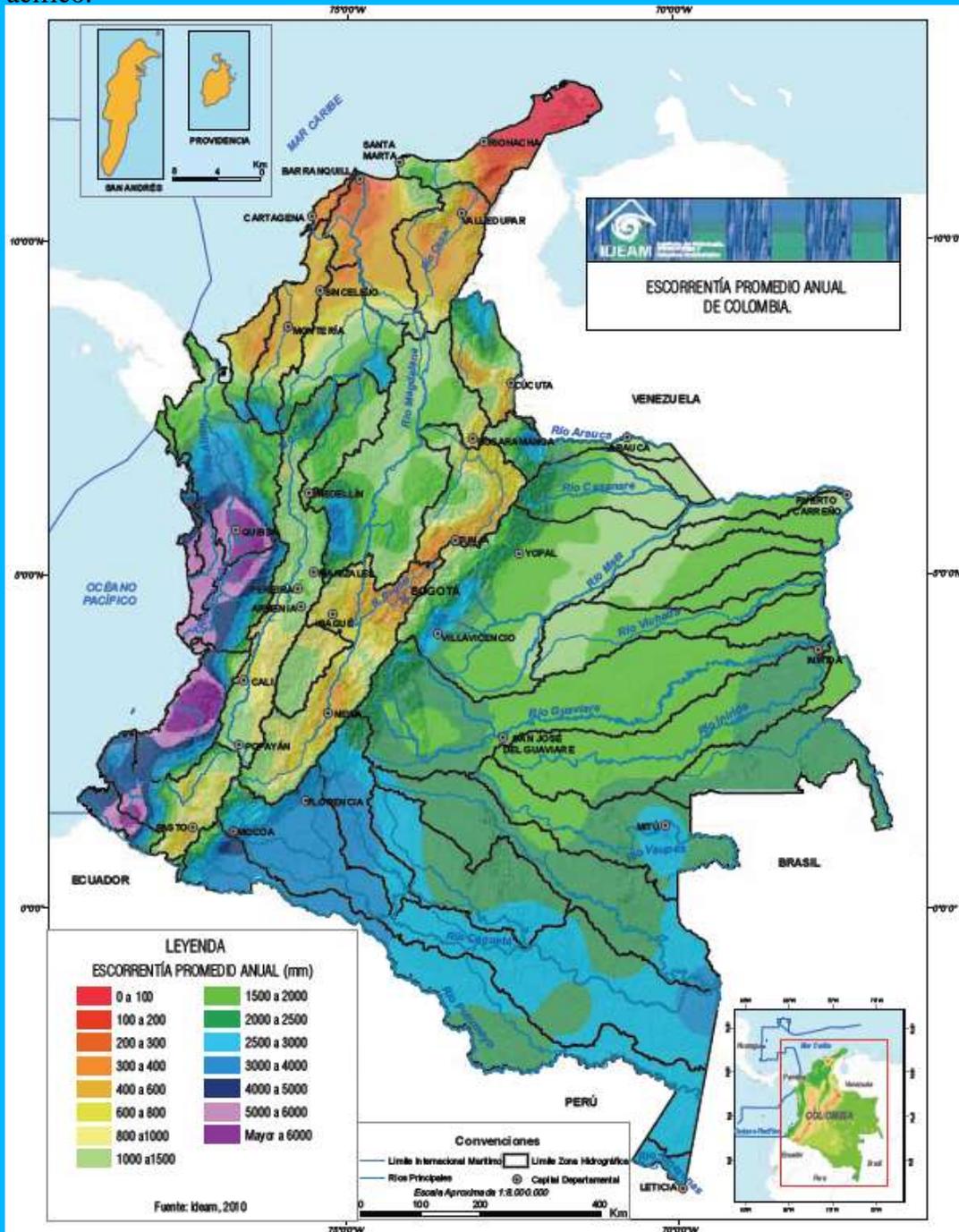


Fuente: UPME, IDEAM – Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia

Aprovechando el potencial de los vientos en la península de la Guajira, Empresas Públicas de Medellín EPM construyó en el año 2004 el primer parque eólico de nombre Jepírachi, con una potencia de generación de 19.5 MW. Otros proyectos que se están considerando en la misma región incluyen una granja eólica de 200 MW en la península de Ipapure y el parque Joutkai de 31 MW, cuya licencia ambiental fue aprobada en el 2010. La UPME estima que se podrían desarrollar proyectos eólicos en el país del orden de los 10 GW.

### 6.3.3. Potencial Hídrico

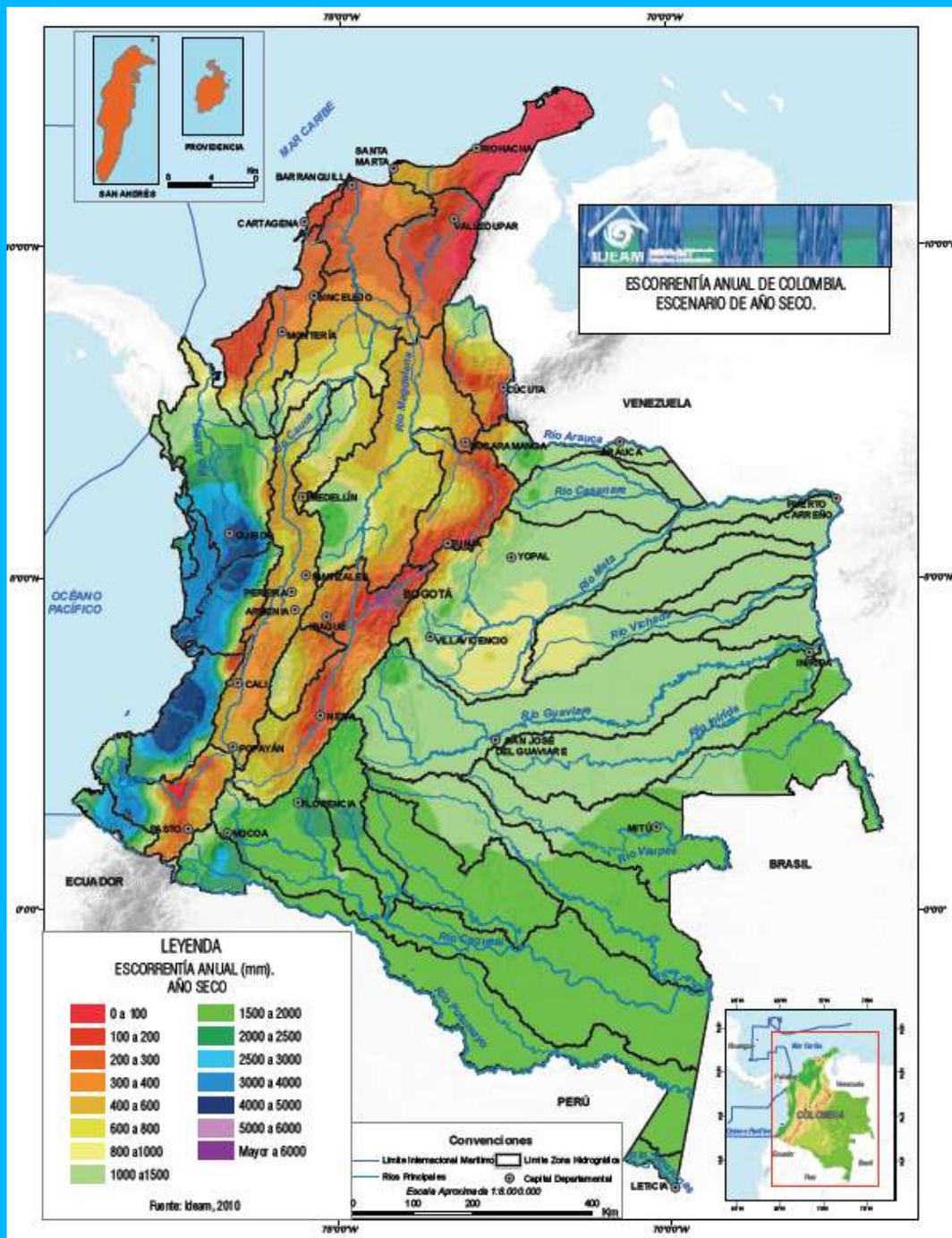
Colombia es uno de los países con mayor oferta hídrica natural del mundo con un rendimiento que supera seis veces el promedio mundial, un volumen total anual de precipitación de 3700 km<sup>3</sup> y un caudal medio de 71800 m<sup>3</sup>/s que fluye por cinco áreas hidrográficas definidas: la cuenca Magdalena-Cauca, la Amazonía, la Orinoquía, el Caribe y el Pacífico.<sup>23</sup>



Fuente: IDEAM, *Estudio Nacional del Agua 2010*.

<sup>23</sup> IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. *Estudio Nacional del Agua 2010*.

El régimen hidrológico del país se caracteriza por tener una escorrentía promedio de 1988 mm, sin embargo varía mucho entre regiones con los mayores valores en el Pacífico (6000 mm) y rangos inferiores en La Guajira (100 mm). Los volúmenes de escorrentía pueden cambiar drásticamente entre un año promedio y uno seco como se evidencia en el siguiente mapa del escenario de un año seco con respecto a la escorrentía promedio.



Fuente: IDEAM, Estudio Nacional del Agua 2010.

La tabla siguiente muestra las cuencas principales del país y el grado de participación de la oferta hídrica del país.

Cuenca	Área cubierta del Territorio Nacional	Oferta Hídrica	Población
Ríos Magdalena y Cauca	25%	11%	70%
Ríos Orinoco, Amazonas, Pacífico, Sinú, Atrato, Catatumbo y Sierra Nevada de Santa Marta	75%	89%	30%

Fuente: UPME

En cuanto a hidroelectricidad en proyectos grandes, según el inventario realizado por la empresa de Interconexión Eléctrica ISA S.A., Colombia cuenta un potencial de 93085 MW, con unos inventarios de 308 proyectos mayores de 100 MW, de los cuales al año 2010 se han instalado menos del 10% (7700 MW).

Con respecto a las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 10 MW de potencia), según el inventario del Programa Nacional de Energías No Convencionales y de estudios adelantados por la Universidad Nacional de Colombia en 2010, se han construido 197 con una capacidad instalada aproximada de 220 MW. En el año 2008 el IDEAM en convenio de la UPME había desarrollado una investigación en la cual el potencial de implementación de PCHs se estimaba en 8000 MW. Las PCHs menores de 20 MW son competitivas bajo las reglas existentes del mercado eléctrico y los incentivos tributarios.

#### 6.3.4. Potencial de Biomasa

La biomasa es la materia viva presente en la biosfera y los residuos que se generan a partir de los procesos de transformación natural o artificial de la misma (biomasa residual), por ejemplo los residuos de las cosechas, las podas de zonas verdes urbanas, los efluentes ganaderos, los lodos de los sistemas de tratamiento de aguas residuales y los residuos orgánicos de las plazas de mercado.

En Colombia, la biomasa con mayor potencial de utilización en procesos de generación de energía eléctrica y térmica, son los residuos de bosques madereros, los de la agroindustria como caña de azúcar (bagazo), palma africana, arroz, café, maíz, plátano y flores, también los cultivos energéticos del futuro tales como gramíneas de rápido crecimiento, ricas en celulosa para la producción de alcohol de segunda generación y otros combustibles.

De acuerdo con el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia<sup>24</sup>, el potencial utilizable de biomasa se encuentra alrededor de 450 PJ/año (equivalentes a 125 TWh/año) y para su elaboración fueron considerados los siguientes sectores:

- Sector agrícola (residuos agrícolas de cosecha y agroindustriales)
- Sector pecuario (estiércol bovino, porcino y avícola)

<sup>24</sup> UPME, IDEAM, Colciencias, Universidad Industrial de Santander UIS. *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia, 2011*

- Sector residuos sólidos orgánicos urbanos (residuos de plazas de mercado, centros de abastos y de podas)

Sector	Potencial Energético Biomasa Residual (TJ/año)
Agrícola	331645.71
Pecuario	117747.90
Residuos sólidos orgánicos urbanos	409.85

Fuente: Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia

La UPME en un estudio realizado en 2003 identificó un potencial de 16267 MWh/año de energía primaria o potencial bruto con 658 MWh/año de aceite combustible, 2640 MWh/año de alcohol carburante, 11828 MWh/año de residuos agroindustriales y de cosecha, 442 MWh/año de residuos de bosques plantados, y 698 MWh/año de residuos de bosques naturales.

Con respecto a la capacidad de generación de energía eléctrica, una primera evaluación de la UPME identificaba un potencial de 423MW, sin incluir el sector azucarero. Para el año 2008 de acuerdo con información de la UPME y XM, la capacidad instalada de generación a partir del bagazo de caña en ingenios azucareros era de 26,9 MW. En este sector actualmente se adelantan 8 proyectos para alcanzar un total de 287 MW de capacidad instalada y generación de excedentes de 121 MW en 2014<sup>25</sup>.

### 6.3.5. Potencial de energía de los mares

En un estudio publicado en la revista de ingeniería de la Universidad de los Andes en noviembre de 2008<sup>26</sup>, se identificó al Pacífico colombiano como una de las regiones con mayor potencial para generación de energía mediante el uso de corrientes inducidas por mareas, con un rango de marea promedio superior a los 3 metros. En el litoral Pacífico se encontraron alrededor de 45 bahías con un potencial energético calculado de 120 MW.

Con respecto a la costa Atlántica, este mismo estudio confirmó que en la Península de la Guajira, el flujo de energía no alcanzaba los niveles mínimos para generar electricidad eficientemente con la tecnología actual.

Por otra parte, de acuerdo con la tesis elaborada en el año 2003 por Rafael Torres Parra de la Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla<sup>27</sup>, Colombia cuenta con las condiciones oceanográficas y morfológicas necesarias para la explotación de la energía del gradiente térmico del océano (diferencia de temperatura entre la superficie del mar y las aguas profundas) particularmente al sur occidente de la Isla de San Andrés, cuyo desarrollo permitiría satisfacer las necesidades energéticas de la isla, para lo cual se usan en la actualidad centrales de generación de combustible diesel y a gas.

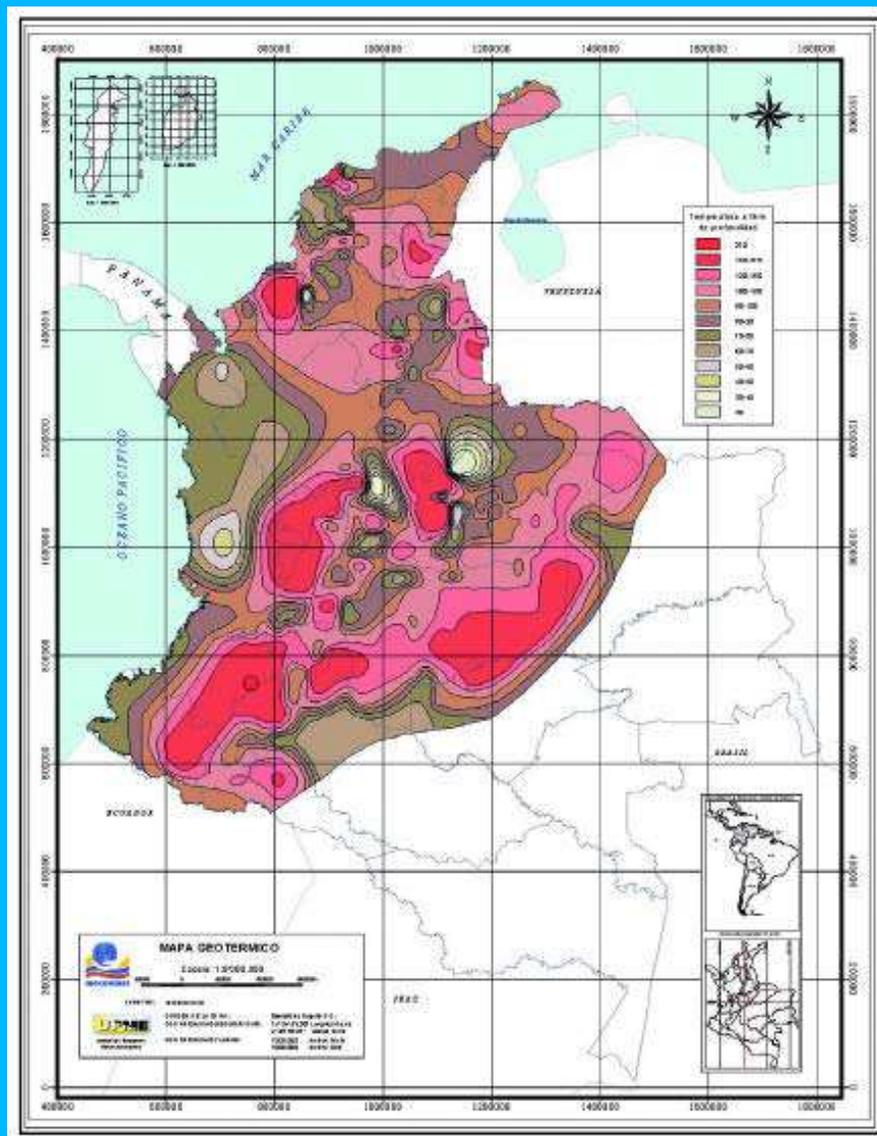
<sup>25</sup> Asocaña, *Sector Azucarero Colombiano 2010-1011*

<sup>26</sup> Universidad de los Andes; *Revista de Ingeniería, Noviembre 2008, Pág. 99 - 105*

<sup>27</sup> Rafael Ricardo Torres Parra; *Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos. Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla, Cartagena, 2003*

### 6.3.6. Potencial geotérmico

El IPSE y la Organización Latinoamericana de Energía identificaron tres áreas con importante potencial geotérmico para la generación de energía: zona del volcán Azufral, en el departamento de Nariño; Cerro Negro-Tufiño entre Colombia y Ecuador, en donde se encuentra el volcán Chiles sobre una cámara magnética de 5-10 kilómetros de profundidad con temperaturas entre 220°C y 230°C; y Paipa, localizada en la Cordillera Oriental en el departamento de Boyacá, con rocas sedimentarias y magma a una profundidad de aproximadamente cinco kilómetros.<sup>28</sup> Por otra parte, Ingeominas está desarrollando investigaciones desde el 2010 en un área con significativo potencial geotérmico en el macizo volcánico Ruiz-Tolima.



Fuente: UPME, *Mapa Geotérmico de Colombia*

<sup>28</sup> Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 2007; *Review of Policy Framework for Increased Reliance on Renewable Energy in Colombia*

### 6.3.7. Potenciales y costos estimados de fuentes de energía alternativas

La siguiente tabla resume los potenciales de las fuentes de energía renovables y los costos estimados de cada tecnología de acuerdo con el Plan Energético Nacional 2003-2020.

Recurso	Potencia Instalada a 2011	Potencial Estimado	Tecnología	Costos Estimados
Solar	9MW	-	Sistemas Fotovoltaicos Sistemas Térmicos	US\$ 5000 a 10000/kW US\$ 500 m <sup>2</sup>
Eólico	19.5 MW	10000 MW	Generación energía eléctrica  Bombeo	Pequeña escala (menor de 25 kW) US\$ 3000/kW Gran escala US\$ 800 – 1200/kW  US\$ 1500 a 4000 según capacidad
Hídrico	7700MW 220 MW (PCH)	93085 MW	Hidroeléctricas Generación eléctrica – PCHs	US\$ 700 – 1700/kW Entre US\$ 2000 y 20000 /kW
Biomasa	26.9 MW	100 MW	Biodigestores	US\$ 2800 a 5000 /kW
Mares	-	120 MW *	Generación eléctrica	
Geotérmico	-	1000 MW	Generación eléctrica	Pequeña escala US\$ 3000 – 5000/kW  Gran escala US\$ 1500 – 2500/kW

\* No incluye potencial por gradiente térmico.

Fuentes: Atlas de Potenciales Energéticos; Plan Energético Nacional 2003-2020

Como referencia adicional, el parque eólico Jepírachi construido en el año 2004 (19,5 MW) tuvo un costo de 27.8 millones de dólares (1.42 USD Mill/MW); adicionalmente la siguiente tabla presenta los costos de los proyectos que tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Proyecto	Recurso	Capacidad (MW)	Entrada en Operación	Inversión (Millones de dólares)	Inversión (Millones de dólares) /Capacidad (MW)
Amoyá	Hídrico	78	2012	160	2.05
Termocol	Fuel Oil	201.6	2012	70	0.35
Gecelca 3	Carbón	150	2012	200	1.33
El Quimbo	Hídrico	396	2014	837	2.11
Cucuana	Hídrico	60	2014	91	1.51
Sogamoso	Hídrico	800	2014	1400	1.75
Miel II	Hídrico	135.2	2014	230	1.70
Porce IV	Hídrico	400	2015	1085	2.71
Pescadero Ituango	Hídrico	1200	2018	3300	2.75
Total		3420.8		7373	2.15

A pesar de la identificación del alto potencial de fuentes de energía alternativas en Colombia, el desarrollo e implementación de proyectos para su aprovechamiento es todavía incipiente, por lo tanto se hace necesaria una profundización a nivel de estudios de prefactibilidad y la creación de mecanismos para incentivar el desarrollo de sistemas que puedan integrarse al Sistema de Interconexión Nacional (SIN) al igual que generadores para las Zonas No Interconectadas (ZNI).

#### 6.4. Diseño Estratégico

A partir de la información contenida en los capítulos anteriores es posible establecer los siguientes factores que deberán ser tenidos en cuenta en el diseño del plan estratégico de desarrollo de fuentes de energías alternativas:

- Colombia tiene las mayores reservas de carbón en Latinoamérica que a la tasa de explotación actual se calculan para 120 años de producción, por otro lado el petróleo puede permitir la autosuficiencia hasta el 2020 y se calcula que las reservas de gas permitirán satisfacer la demanda de este energético hasta el 2018.
- Actualmente existen suficientes combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas del país complementando el recurso hídrico; la mayoría del carbón es exportado (92%) y un 44% del petróleo; el gas natural se utiliza básicamente para cubrir la creciente demanda interna.
- Con respecto a las energías secundarias, el consumo de energía eléctrica corresponde al 27.2%, el de productos derivados del petróleo 62.4% mientras que el de alcohol carburante y biocombustibles llega al 2.6%
- En los últimos años el 80% del consumo final de energía ha correspondido al sector productivo mientras el 20% al residencial. El consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público no ha cambiado mucho en los últimos años mientras que se ha presentado un significativo incremento del consumo por parte del sector minero. El sector del transporte es el mayor consumidor seguido por el industrial.
- La demanda de energía eléctrica será la que crezca en mayor medida en los próximos años. La oferta de energía firme aplica tanto a la demanda como a la potencia disponible, que de acuerdo con los cálculos y con los escenarios proyectados por la UPME seguirán creciendo durante los próximos años.
- El desarrollo de fuentes alternativas debe estar orientado a complementar a las fuentes tradicionales y no a sustituirlas, sin embargo este plan estratégico busca reemplazar particularmente la capacidad de generación de las fuentes de combustibles fósiles por fuentes renovables.
- El país cuenta con potenciales en todos los recursos para desarrollo de fuentes de energía alternativas, sin embargo no existe regulación adecuada ni estudios actualizados lo suficientemente profundos a nivel técnico que permitan evaluar con mayor facilidad el desarrollo de los proyectos.
- En lo referente a las aspiraciones de los stakeholders sobre el desarrollo de fuentes alternativas de energía, básicamente se destacan las relacionadas con beneficios económicos y conservación del medio ambiente. Los proyectos a desarrollar pueden contar con indicadores económicos para medir y evaluar sus resultados, sin embargo por lo general no se cuenta con herramientas adecuadas para cuantificar sus impactos ambientales o sociales.

- La estrategia de desarrollo de fuentes alternativas de energía debe cumplir con las condiciones de ser económicamente viable, ambientalmente sostenible y socialmente responsable.

Los problemas como el calentamiento global han logrado que en los últimos años se esté replanteando hacia el futuro la forma como estará constituida la matriz energética de cada país. En el Congreso Mundial de Energía (World Energy Congress) celebrado en Montreal en Octubre del 2010, una de las principales conclusiones fue que el mix tecnológico va a cambiar de manera significativa pero que las tecnologías ganadoras deberían ser elegidas por el mercado y no por el Estado.<sup>29</sup>

#### 6.4.1. Principales variables del sector eléctrico en Colombia

La siguiente tabla presenta las principales variables del sector eléctrico en los últimos años.

Oferta	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Volumen útil diario (GWh)	11,836.95	12,611.70	12,090.40	12,499.90	10,000.00	11,957.10
Volumen respecto a capacidad útil (%)	78.23	83.9	78.5	81.5	64.8	77.8
Aportes hídricos (GWh)	44,934.07	51,124.20	49,093.00	57,389.40	43,139.00	52,302.10
Aportes respecto a la media histórica (%)	93.87	108.10	104.7	119	88.8	106.9
Vertimientos (GWh)	927.61	3,029.70	1,487.80	4,173.50	440.6	3,456.70
Capacidad efectiva neta del SIN (MW)	13,348.44	13,277.20	13,405.70	13,456.90	13,495.80	13,289.50
<b>Generación</b>						
Hidráulica (GWh)	38,994.35	40,288.80	41,822.60	43,520.00	38,713.80	38,088.60
G.H. respecto al total (%)	77.32	77.0	78.0	80.0	69.2	67
Térmica (GWh)	9,213.21	9,474.00	9,041.50	7,733.20	14,487.70	15,590.70
G.T. respecto al total (%)	18.26	18.1	16.9	14.2	25.9	27.4
Plantas Menores (GWh)	2,108.55	2,483.20	2,687.40	3,089.90	2,658.00	2,985.60
G.P.M. respecto al total (%)	4.18	4.7	5.0	5.7	4.7	5.2
Cogeneradores (GWh)	113.65	94.1	72.6	51.90	106.2	222.7
G.C. respecto al total (%)	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.4
TOTAL (GWh)	50,429.76	52,340.00	53,624.10	54,395.00	55,965.60	56,887.60
<b>Intercambios Internacionales</b>						
Exportaciones (GWh)	1,757.88	1,608.60	876.6	611.9	1,358.30	797.7
Importaciones (GWh)	36.94	28.1	39.5	37.5	20.8	9.8
<b>Demanda</b>						
Comercial (GWh)	50,466.69	52,368.10	52,787.00	54,433.00	55,959.40	56,897.30
Nacional del SIN (GWh)	48,708.81	50,814.60	52,851.30	53,869.70	54,678.90	56,147.60
Regulada (GWh)	32,835.11	33,619.30	35,422.20	36,211.70	36,977.50	37,820.70
No Regulada (GWh)	15,873.70	16,871.60	17,087.70	17,307.10	17,351.10	18,002.20
No atendida (GWh)	120.1	55.1	64.3	49.1	50.8	48
Potencia (MW)	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290	9,100

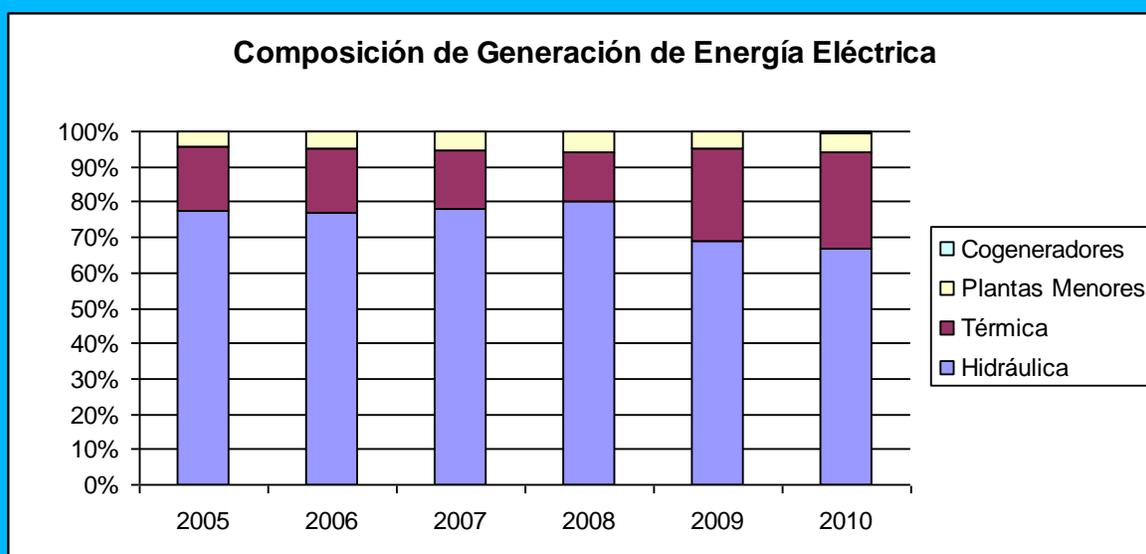
Fuentes: Elaboración propia a partir de Informes Operacionales de XM 2005 - 2010

<sup>29</sup> Entrevista con el Ing. Ernesto Badaraco, presidente de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina)

Las unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW se denominan Plantas Menores, mientras que los Cogeneradores son aquellos que producen energía mediante un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, destinadas al consumo propio o de terceros y a procesos industriales o comerciales.

#### 6.4.2. Composición de la generación de energía eléctrica 2005 - 2010

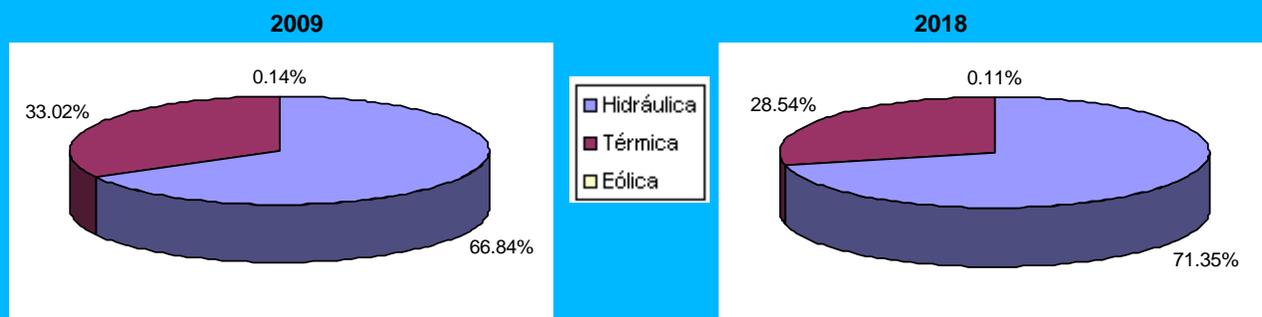
Durante los años 2009-2010 se presentó el fenómeno del Niño provocando una disminución significativa de precipitaciones en el territorio nacional, por lo tanto para satisfacer la demanda de energía eléctrica fue necesario recurrir a las plantas de generación térmica que durante algunos períodos llegaron a cubrir hasta la mitad del total requerido. El Ministerio de Minas y Energía y demás agentes del sector trabajaron de manera conjunta aplicando las medidas necesarias para garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda.



Fuentes: Elaboración propia a partir de Informes Operacionales de XM 2005 - 2010

#### 6.4.3. Composición de la capacidad de generación eléctrica.

Teniendo en cuenta la composición del parque de generación en el año 2009 y la capacidad en el año 2018 que incluye el parque actual, las plantas adjudicadas mediante subastas de Energía Firme y otras plantas que se encuentran en construcción; se observa que seguirá aumentando la dependencia de las fuentes hidráulicas y que por lo menos hasta el 2018 no se tiene prevista la entrada de proyectos de generación de energías alternativas.



La siguiente tabla correspondiente a la capacidad del sistema en el año 2010, incluye el tipo de combustible utilizado en las plantas de generación térmicas, donde se observa la alta utilización del gas natural. Con respecto a este recurso, cuyas reservas de producción permitirían abastecer la demanda hasta el 2018, el sector ha presentado problemas de suministro y transporte que se evidenciaron durante el período 2009-2010, cuando fue necesario incrementar la producción térmica debido al fenómeno del Niño.

Fuentes	MW	%
<b>Hidráulicas</b>	<b>8525</b>	<b>64.10</b>
<b>Térmicas</b>	<b>4089</b>	<b>30.80</b>
Gas	2478	18.67
Carbón	990	7.46
Fuel – Oil	434	3.27
Combustóleo	187	1.41
<b>Menores</b>	<b>602.2</b>	<b>4.56</b>
Plantas Menores Hidráulicas	518.8	3.93
Plantas Menores Térmicas	83.4	0.63
<b>Eólica</b>	<b>18.4</b>	<b>0.14</b>
<b>Cogeneradores</b>	<b>54.9</b>	<b>0.40</b>
Total SIN	13289.50	100.00

Fuente: XM, *Informe Operacional 2010*

Como se había mencionado anteriormente, el objetivo de llegar a una relación de generación hidráulica/térmica de 60/40 no será alcanzado en el mediano plazo y adicionalmente no se ha manifestado el suficiente interés por parte de la administración nacional en diversificar la canasta energética del país.

Fijando la meta de generación de energía a partir de fuentes renovables y considerando los potenciales existentes se le podría dar un significativo impulso particularmente al desarrollo de la energía eólica (10 GW estimados), que permitiría en el largo plazo tener un parque hidráulico-eólico suficiente para satisfacer la demanda. Sin embargo, esto requiere que se presenten dos condiciones: en primer lugar un aceptable factor de planta<sup>30</sup> del parque eólico (típicamente entre 0.2 y 0.4) y en segundo lugar que exista despacho firme del conjunto hidráulico-eólico. Por otro lado, el combustible para la transición podría ser el gas, aprovechando las ventajas de los ciclos combinados que pueden alcanzar un factor de 0.6 y 0.85 en cogeneración.<sup>31</sup>

El parque eólico Jepirachi puede tomarse como referente y durante los primeros 15 meses en operación presentó un factor de planta de 0.38 con una disponibilidad del 96%, adicionalmente en Colombia se presenta complementariedad entre los recursos ya que en los períodos de mayor sequía, por ejemplo durante el fenómeno del Niño, se presenta la mayor intensidad de vientos en la región Caribe.

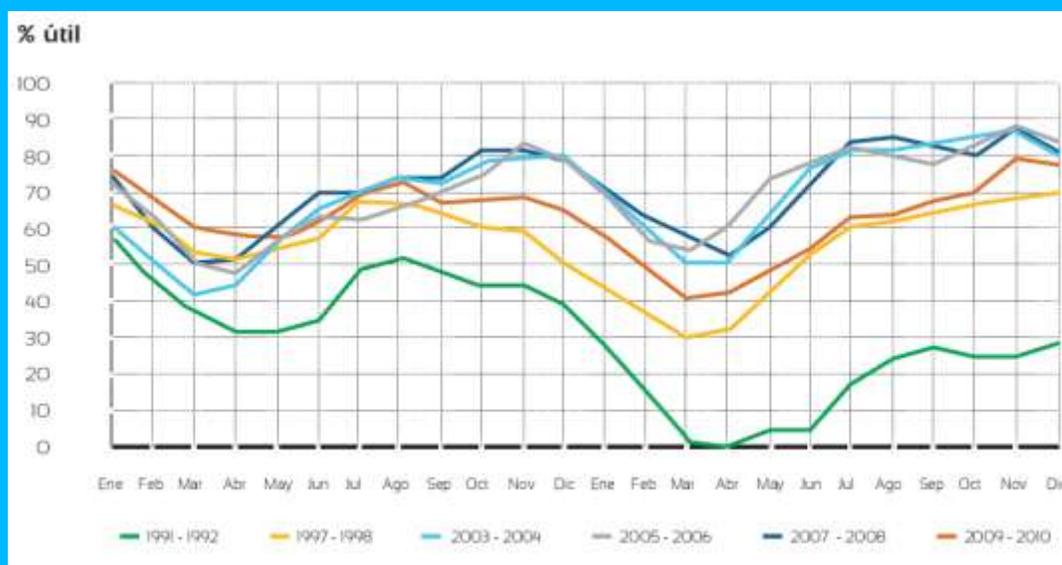
<sup>30</sup> El factor de planta o factor de carga de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la planta durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.

<sup>31</sup> Entrevista con el Ing. Ernesto Badaraco, presidente de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina)

Las ventajas de la utilización del gas natural en las centrales térmicas se ven afectadas por los problemas existentes en el mercado del gas en Colombia que se hicieron visibles particularmente en septiembre del 2009 cuando la falta de transporte para asegurar el suministro originó la declaración de racionamiento. En el diagnóstico realizado en el 2010 por la consultora Frontier Economics fueron identificadas tres fallas en el mercado de este energético: la competencia imperfecta en el suministro como resultado de barreras a la entrada y el pequeño tamaño del mercado, en segundo lugar el problema de bien público asociado a la confiabilidad ya que las probabilidades de interrumpir a algún consumidor no están ligadas con decisiones comerciales sino administrativas que surgen de una alta aversión al racionamiento y en tercer lugar la inexistencia de contratos completos que permitan gestionar riesgos entre las partes, es decir que tienden a ser poco susceptibles de cumplimiento de acuerdo con las necesidades de las partes a lo largo del tiempo.<sup>32</sup>

#### 6.4.4. Evolución de embalse agregado en períodos bianuales.

Como se indicó anteriormente, el más alto porcentaje de la demanda de energía eléctrica se satisface a partir de generación hidroeléctrica y en menor medida con fuentes térmicas dependiendo entre otros factores de las condiciones climatológicas y de los precios de los combustibles. A pesar de que la disponibilidad promedio del conjunto de generación hidráulico-térmico es superior al 85%, cuando se han presentado eventos críticos de sequía por períodos largos se ha afectado la capacidad de los embalses obligando a una mayor utilización de las fuentes de combustibles fósiles. En la siguiente gráfica elaborada por la empresa XM se aprecian los períodos más críticos durante los cuales fue necesaria la complementariedad de la generación térmica por insuficiencia de agua, particularmente durante el fenómeno del Niño transcurrido entre 1991 y 1992 se observa el bajo porcentaje útil de capacidad de los embalses que generó racionamiento del servicio con grandes pérdidas económicas para el país y que fue una de las causas para modificar la reglamentación existente del sector eléctrico.



Fuente: XM, Informe Operacional 2010

<sup>32</sup> Frontier Economics Ltd, London. *Diagnóstico de fallas del mercado de gas natural de Colombia, 2010*

### 6.4.5. Demanda de energía a nivel regional

Teniendo en cuenta la división regional establecida por la UPME para el manejo de la demanda de energía eléctrica en el país, la zona que presenta el mayor consumo en los últimos años ha sido la Central, seguida por la costa Atlántica y Antioquia, las cuales representan alrededor del 60% del total de la demanda.

Región	Demanda eléctrica (GWh)		
	2008	2009	2010
Centro	13,861.5	13,987.10	14,377.80
Antioquia	8,128.80	8,126.40	8,263.00
Costa Atlántica	9,964.80	10,830.30	11,268.40
Valle	6,372.50	6,231.70	6,214.70
Oriente	5,310.30	5,447.60	5,517.00
CQR	2,438.30	2,376.60	2,374.90
THC	2,038.30	2,126.00	2,178.60
Sur	1,607.50	1,623.20	1,672.10
Chocó	161.1	170.2	175
Guaviare	39.7	40.5	41.8

Fuente: Elaboración propia a partir de informes de XM

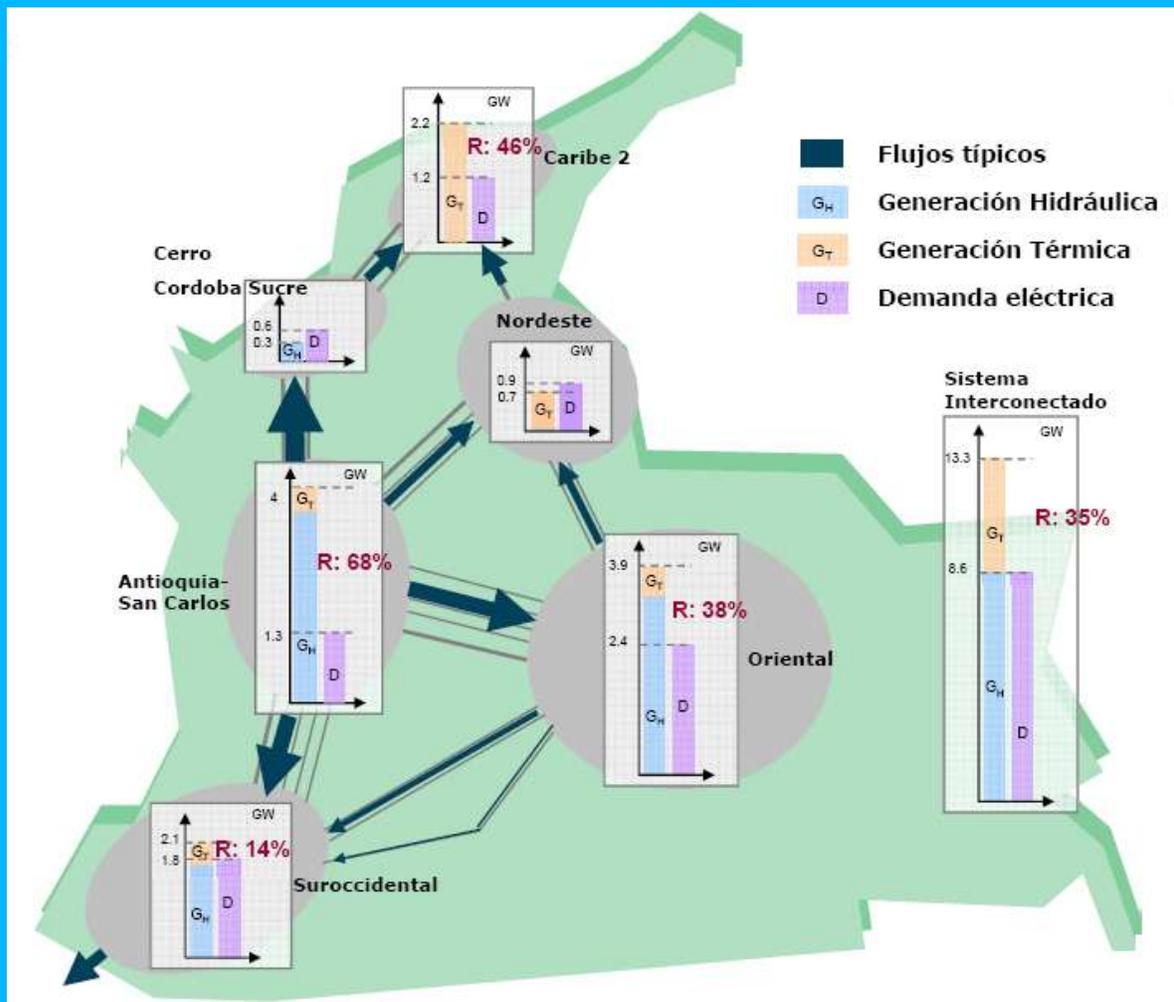


Fuente: XM, Informe Operacional 2010

### 6.4.6. Distribución de recursos de generación

El siguiente mapa permite identificar la forma como están distribuidos los principales recursos de generación eléctrica en el país al año 2009, la demanda correspondiente por cada zona y el sentido en el que se presentan los flujos típicos de energía. En la Costa Atlántica se encuentran las mayores plantas de generación térmica mientras que en la zona central-oriental y en Antioquia existen las principales plantas de generación hidroeléctrica del país que permiten satisfacer completamente la demanda regional y llevar sus excedentes a otros lugares mientras no se presenten períodos largos de sequía.

Uno de los principales problemas con la generación hidroeléctrica es la baja capacidad de regulación de los embalses ya que de los 8525 MW instalados solamente el 6% (embalse del Peñol) tiene una capacidad superior al trimestre, los demás se vacían en cuestión de días. Los bajos aportes que se presentan en el fenómeno del Niño y la baja capacidad de regulación de los embalses hacen que las centrales térmicas cubran la demanda eléctrica durante este período.



Fuente: XM, *Oscilaciones de Baja Frecuencias*.

#### 6.4.7. Formulación de la estrategia.

Utilizando la división por regiones elaborada por la UPME para el manejo de la demanda de energía eléctrica, se identifican a continuación los lugares con los mayores potenciales de recursos para el desarrollo de energías alternativas.



Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar se destaca el hecho de que en la costa Atlántica existen las mejores zonas para el desarrollo de energías eólica y solar. Como se había mencionado anteriormente, esta es una de las regiones de mayor demanda de energía y allí se encuentran las principales plantas térmicas, que en los períodos más críticos del embalse agregado han permitido satisfacer la demanda.

Por otra parte, gracias a la riqueza hídrica del país, es posible el desarrollo de PCH en diferentes lugares, aunque deben ser complementadas con otras fuentes de energía debido a que su capacidad también se ve afectada por fenómenos climáticos como El Niño, aunque no de la misma forma que los grandes embalses, debido a que pueden estar ampliamente distribuidas y por otro lado generan un impacto ambiental significativamente menor.

A nivel de la biomasa, la gran cantidad de tierras cultivables le da al país posibilidades de desarrollo tanto en materia de biocombustibles como en el manejo de residuos de procesos agroindustriales y bosques madereros. Se destaca en este campo el potencial de desarrollo de plantas de cogeneración con bagazo de caña de azúcar en el departamento del Valle, donde también se presenta una alta demanda de energía.

La hipótesis de este Plan de Desarrollo de Energías Alternativas es que Colombia posee un potencial suficiente de energías renovables y alternativas que conectadas al SIN podrían satisfacer en el mediano y largo plazo las necesidades energéticas del país, siempre que el esquema regulatorio se adapte a la nueva dinámica. Como mediano y largo plazo serán considerados los años 2020 y 2030 respectivamente. Las fuentes alternativas de energía existentes en Colombia actualmente son las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), la eólica y la cogeneración con biomasa.

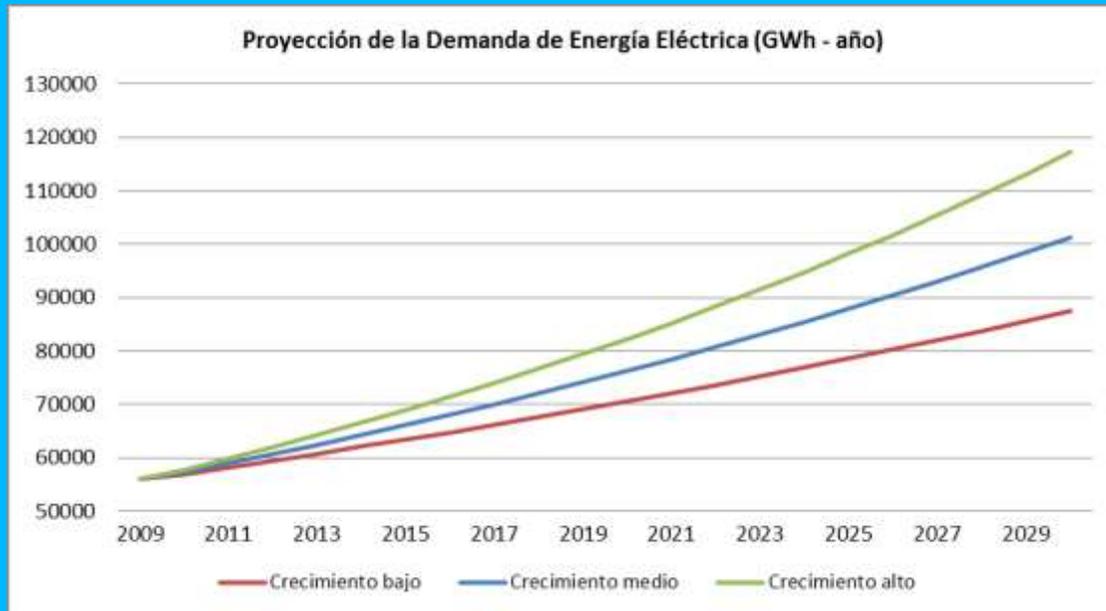
Inicialmente se hará una proyección de la composición de la generación a mediano plazo a partir de la demanda y de la capacidad efectiva instalada con el fin de determinar si la hipótesis planteada es válida en el año 2020 y luego se estimará el crecimiento del parque generador para el período 2020-2030 y la composición de la generación para validar la hipótesis en el largo plazo. Posteriormente se proyectará el desarrollo de las fuentes de energías alternativas a partir de la meta de participación establecida por el gobierno para el año 2020 y la meta propuesta en este plan para el 2030.

#### **a) Demanda de energía eléctrica y factor de utilización.**

En el capítulo 4 se había obtenido la proyección de la demanda de energía eléctrica a partir de distintos escenarios de crecimiento del PIB. Para el año 2020 la demanda de energía tendría un aumento de 23.9%, 32.9% y 42.5% para los escenarios bajo, medio y alto; y en el año 2030 el incremento sería de 53,5%, 76,6% y 102,9% respectivamente.

En el escenario de crecimiento alto, la demanda de energía al final del período proyectado superaría el doble de la actual, por lo cual es necesario prever el crecimiento del parque de generación teniendo en cuenta el tiempo de desarrollo y puesta en marcha de las plantas generadoras, que considerando su tamaño y tecnología puede ser de varios años como en el

caso de las hidroeléctricas. La capacidad efectiva del SIN deberá crecer de manera significativa, garantizando la disponibilidad de energía con un parque generador suficientemente diversificado.



Fuente: Elaboración propia.

La utilización de los recursos en la generación de energía eléctrica está determinada principalmente por la evolución del embalse agregado asociado a fenómenos climatológicos y por la variabilidad de los precios de los combustibles. Como se había mencionado anteriormente, mientras el año 2008 presentó los mayores aportes hídricos, los siguientes dos años estuvieron marcados por el fenómeno del Niño causando el aumento de participación de la generación térmica, en mayor medida a partir de gas natural.

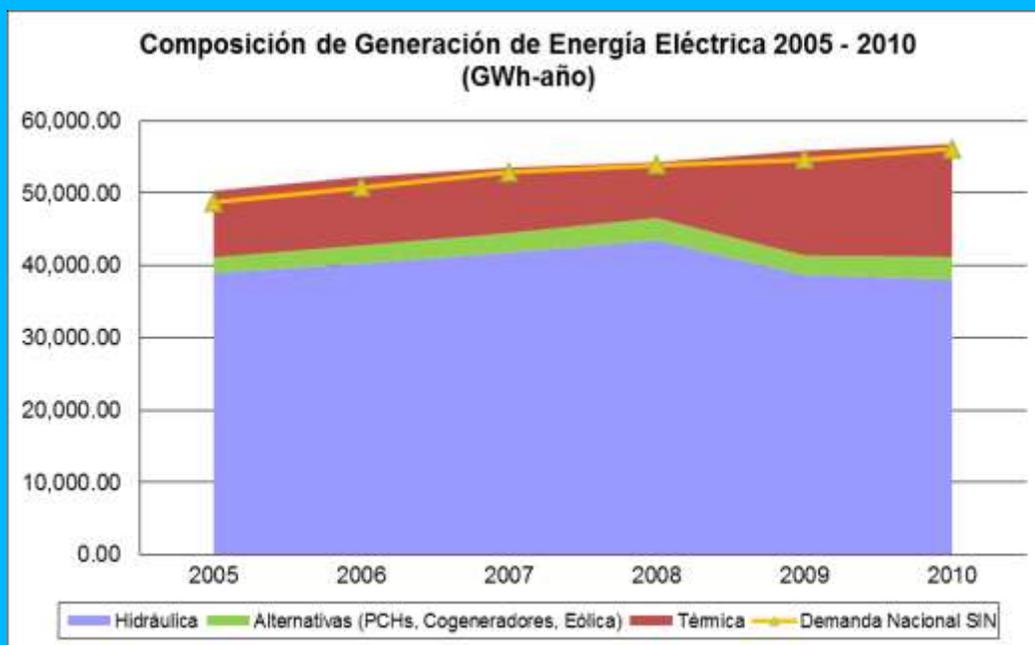
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la resolución 074 del año 2002 especificó la definición de factor de utilización de la planta o unidad de generación como: *“la relación entre la energía efectivamente producida y la energía máxima posible de generar, considerando para la determinación de esta última la Capacidad Efectiva Neta, durante el mismo período de tiempo y expresada por unidad.”*

Teniendo en cuenta la capacidad efectiva existente en cada año y la energía generada se presenta en la siguiente tabla el factor de utilización para el período 2005-2010, donde se evidencia un aumento considerable en la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles durante los años 2009 y 2010, y la mayor utilización de recursos hídricos en el 2008.

Generación	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	0.52	0.54	0.56	0.58	0.52	0.51
Térmica	0.24	0.25	0.24	0.20	0.38	0.44
Menores	0.57	0.64	0.57	0.63	0.53	0.55
Cogeneradores	0.53	0.53	0.73	0.24	0.35	0.46

Fuente: Elaboración propia a partir de informes anuales de XM.

La siguiente gráfica presenta la composición de la generación para el período 2005-2010. Como se puede observar, la generación total fue superior a la demanda de energía del SIN debido a las exportaciones realizadas hacia Venezuela y Ecuador.



Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al período 2010-2018, teniendo en cuenta los proyectos que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas, el crecimiento del parque generador sería el siguiente:

Fuentes de generación	Capacidad Efectiva (MW)									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>Hidráulicas</b>	<b>8525</b>	<b>9185</b>	<b>9263</b>	<b>9263</b>	<b>10654</b>	<b>11054.2</b>	<b>11054.2</b>	<b>11054.2</b>	<b>12254.2</b>	
Térmicas	4089	4545	4896.6	4896.6	4896.6	4896.6	4896.6	4896.6	4896.6	
Gas	2478	3053	3053	3053	3053	3053	3053	3053	3053	
Carbón	990	991	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	
Fuel – Oil	434	314	515.6	515.6	515.6	515.6	515.6	515.6	515.6	
Combustóleo	187	187	187	187	187	187	187	187	187	
<b>Plantas Menores</b>	<b>620.6</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	<b>635</b>	
PCHs	518.8	533	533	533	533	533	533	533	533	
Menores Térmicas	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	83.4	
Eólica	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	
<b>Cogeneradores</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>	
<b>Total SIN</b>	<b>13289.5</b>	<b>14419.9</b>	<b>14849.5</b>	<b>14849.5</b>	<b>16241</b>	<b>16640.7</b>	<b>16640.7</b>	<b>16640.7</b>	<b>17840.7</b>	

Fuente: Elaboración propia.

## b) Escenarios de generación 2010-2020.

Para efectos de estimar la composición de la generación de energía eléctrica en el período 2010-2020 se considerarán los siguientes supuestos:

- La capacidad efectiva existente, incluyendo los nuevos proyectos con OEF, permitirían satisfacer completamente la demanda de energía eléctrica en un escenario de crecimiento medio del PIB hasta el año 2020.
- La capacidad efectiva del sistema permanecería constante entre el 2018 y el 2020.
- Los factores de utilización mayor y menor de generación hidráulica durante el período serían similares a los de los últimos años, es decir 0.58 en alta hidrología y 0.51 en baja.
- Debido a que no se tiene prevista la entrada de nuevos proyectos en energías alternativas, la generación de estas fuentes sería similar en todo el período.
- La generación térmica complementaría a la hidráulica para satisfacer la demanda de energía del sistema sin producir excedentes para exportación.
- No se tendrían en cuenta los ciclos anuales de años húmedos o secos sino que se asumiría el mismo comportamiento climático durante todo el período.

Cómo se había señalado, la CREG define el factor de utilización como:

$$\text{Factor de Utilización (FU)} = \frac{\text{Energía efectivamente producida (EP)}}{\text{Energía máxima posible de generar (EM)}}$$

Por lo tanto:  $EP = FU \times EM$

Considerando un período anual:

$EM \text{ (MWh – año)} = \text{Capacidad Efectiva (MW)} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ horas/día}$

Entonces:  $EP \text{ (MWh – año)} = FU \times EM \text{ (MWh – año)}$

$EP \text{ (MWh – año)} = FU \times \text{Capacidad Efectiva (MW)} \times 8760 \text{ h}$

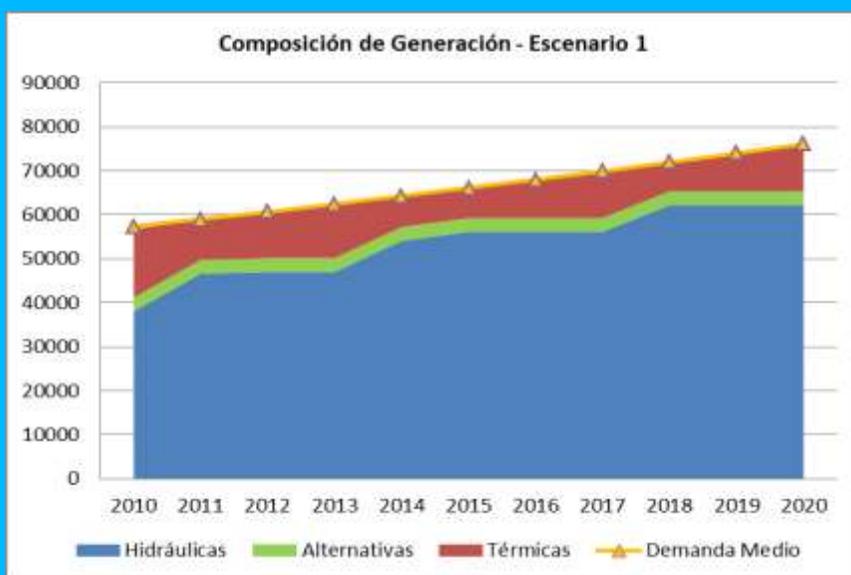
### Escenario 1: Altos aportes hídricos.

En este escenario la mayor generación térmica se presentaría en el año 2013 con un factor de utilización de 0.28 y en el año 2020 este factor sería de 0.24. Por otro lado se puede determinar que la hipótesis planteada de generación de energía a partir de fuentes renovables y alternativas sería válida en el año 2020 si se alcanzara una participación adicional de alrededor de 10 TWh-año de energías alternativas para poder remplazar las fuentes de generación de combustibles fósiles.

Con un factor de utilización de 0.63, esto significaría llevar la capacidad efectiva de las fuentes alternativas de 592.1 MW en 2010 hasta 2530.6 MW en el 2020.

$\text{Capacidad Efectiva} = EP / (FU \times 8.76) = (10832+3134)/(0.63*8.76) = 2530.6$

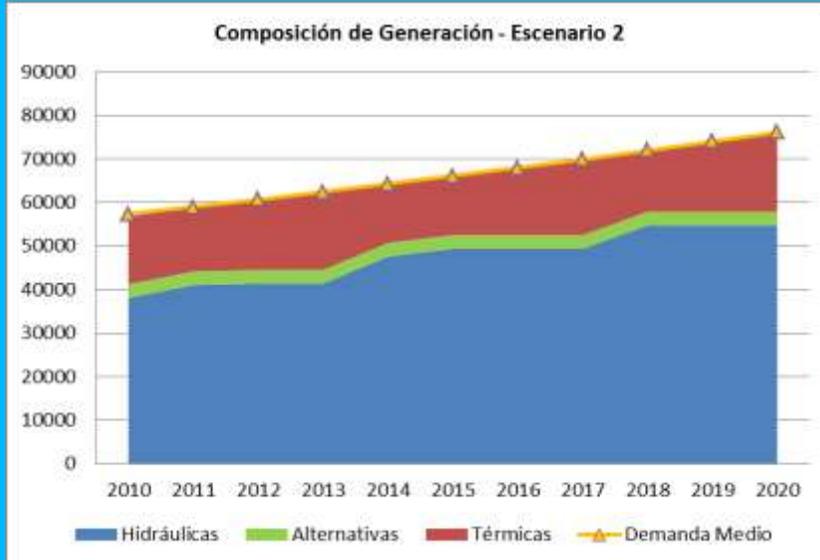
Año	Energía generada (GWh – año)			
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Total SIN
2010	38,088	15,591	3,134	56,813
2011	46,667	9,210	3,134	59,011
2012	47,063	10,517	3,134	60,714
2013	47,063	12,269	3,134	62,466
2014	54,131	7,002	3,134	64,268
2015	56,164	6,824	3,134	66,122
2016	56,164	8,732	3,134	68,030
2017	56,164	10,694	3,134	69,992
2018	62,261	6,617	3,134	72,012
2019	62,261	8,694	3,134	74,089
2020	62,261	10,832	3,134	76,227



Fuente: Elaboración propia.

## Escenario 2: Bajos aportes hídricos.

Año	Energía generada (GWh – año)			
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Total SIN
2010	38,088	15,591	3,134	56,813
2011	41,035	14,842	3,134	59,011
2012	41,383	16,196	3,134	60,714
2013	41,383	17,948	3,134	62,466
2014	47,599	13,535	3,134	64,268
2015	49,385	13,602	3,134	66,122
2016	49,385	15,510	3,134	68,030
2017	49,385	17,472	3,134	69,992
2018	54,746	14,131	3,134	72,012
2019	54,746	16,208	3,134	74,089
2020	54,746	18,346	3,134	76,227



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario la mayor generación térmica se presentaría en el año 2020 con un factor de utilización de 0.42. Para reemplazar la generación a partir de combustibles fósiles por energías alternativas bajo las condiciones establecidas se necesitaría adicionar por encima de los 18 TWh-año al final del período. Con un factor de utilización de 0.55, esto significaría llegar a 4458 MW de capacidad efectiva en fuentes alternativas en el año 2020.

Los dos escenarios permiten comprobar que con la capacidad efectiva instalada en el SIN y programada hasta el 2018 con las OEF, a pesar de que los principales proyectos a desarrollar en este período utilizarán recursos hídricos, la complementariedad de otras fuentes será requerida y representará un porcentaje importante de la generación especialmente en épocas de baja hidrología.

La siguiente tabla presenta el valor adicional de energía eléctrica que sería necesario generar en el año 2020 para complementar las fuentes hidráulicas en los tres escenarios de crecimiento del PIB (Anexo 6).

		Crecimiento del PIB (2010-2020)		
		Alto	Medio	Bajo
Aportes hídricos	Altos	16 TWh-año	10 TWh-año	5 TWh-año
	Bajos	24 TWh-año	18 TWh-año	12 TWh-año

Fuente: Elaboración propia.

El mejor escenario para alcanzar en el mediano plazo la generación de energía solamente a partir de fuentes renovables y alternativas sería un período 2010-2020 de crecimiento bajo del PIB con altos aportes hídricos. En el año 2020 se necesitaría generar 5 TWh-año a partir de fuentes alternativas adicionales a las existentes; calculando un factor de utilización de 0.63 esto significaría llevar la capacidad de estas fuentes hasta 1505.9 MW.

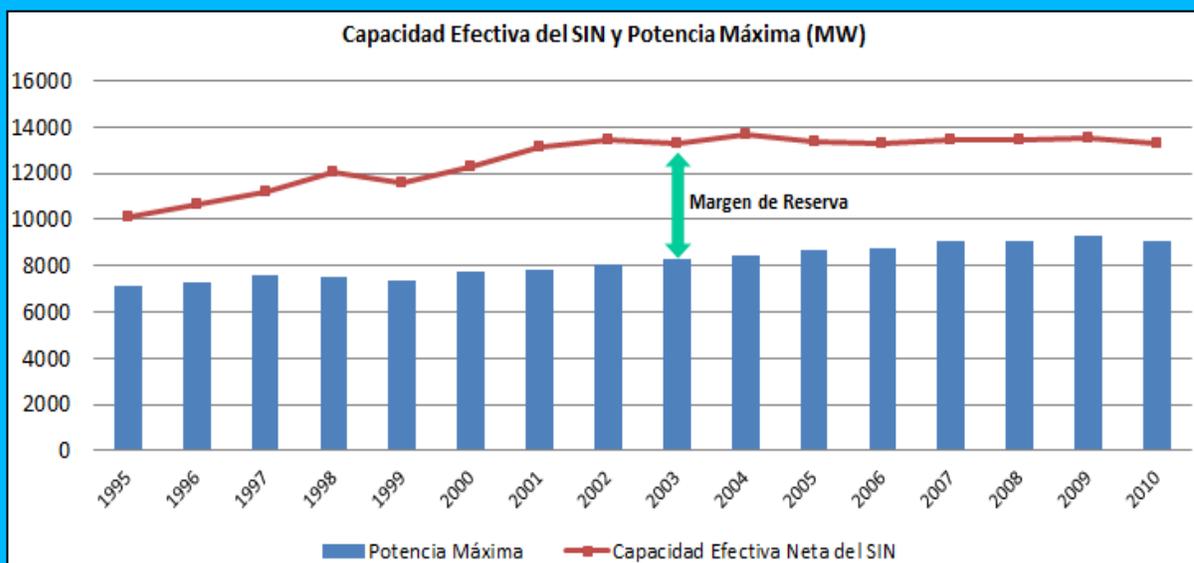
Al menos en el mediano plazo, reemplazar la totalidad de las fuentes de energía de combustibles fósiles por alternativas particularmente en un escenario de períodos largos de sequía no sería viable, debido a que su mayor desarrollo estaría representado en las PCH cuya capacidad de generación se vería reducida por las condiciones climáticas.

### c) Potencia Máxima y Capacidad Efectiva del SIN

El valor de potencia máxima en el SIN corresponde a un evento puntual, por lo tanto la UPME utiliza para su proyección el dato correspondiente a la demanda de energía eléctrica mensual aplicándole el factor de carga mensual que es obtenido con base en información histórica y posteriormente introduce una sensibilidad hacia arriba o abajo que le permite obtener tres escenarios alto, medio y bajo de potencia. A partir de las proyecciones de la potencia mensual, se selecciona el valor máximo para cada año que corresponderá a la potencia máxima anual (Anexo 5).

La diferencia entre la capacidad efectiva del SIN y la potencia máxima en un período se denomina margen de reserva.

En Colombia durante los últimos años el margen de reserva se ha mantenido alrededor del 30%, como se aprecia en la siguiente gráfica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UPME.

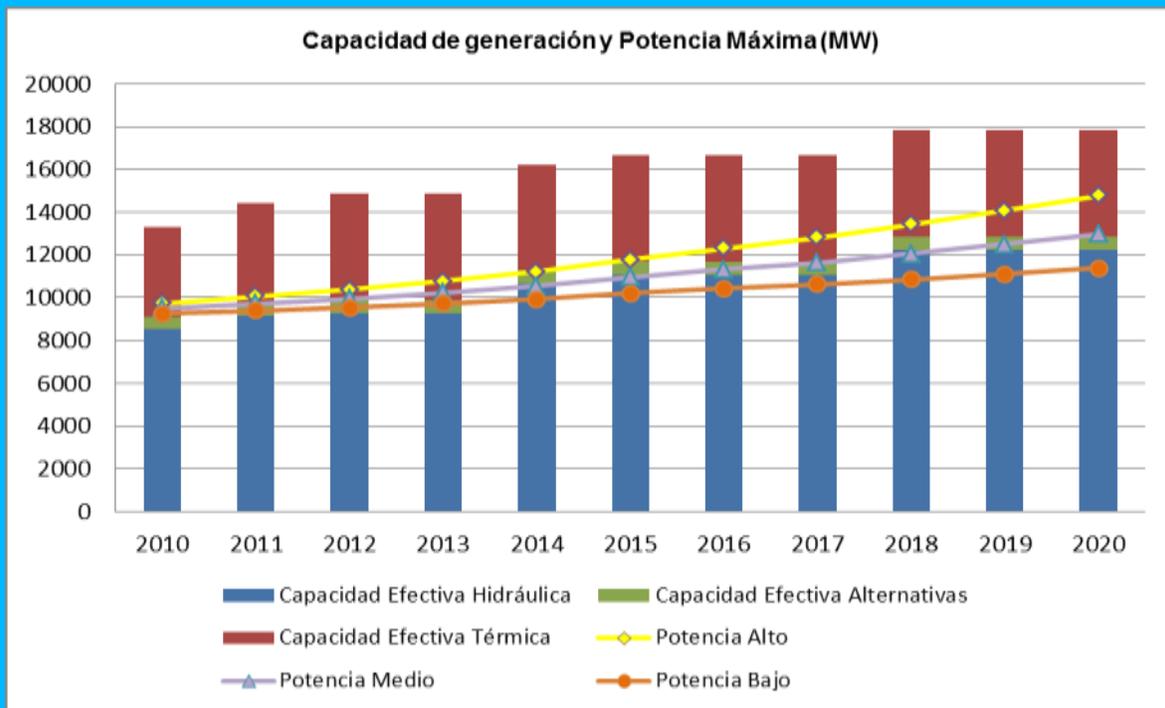
Teniendo en cuenta la vulnerabilidad del sistema en períodos de escasa precipitación debido a la alta participación del componente hídrico, este margen de reserva ha permitido superar períodos de sequía como el fenómeno del Niño 2009-2010, ya que la demanda faltante ha sido cubierta por generación térmica.

El margen de reserva prospectivo hasta el año 2020 puede ser calculado a partir de la proyección de la potencia máxima elaborada por UPME para los tres escenarios de crecimiento y teniendo en cuenta la entrada de los proyectos con obligaciones de energía

firme (OEF) asignadas hasta ese año. La siguiente tabla presenta los valores correspondientes estimados para cada escenario.

Año	Potencia Máxima (MW)			Capacidad Efectiva Neta del SIN (MW)	Margen de reserva (%)		
	Alto	Medio	Bajo		P.M. Alto	P.M. Medio	P.M. Bajo
2010	9741	9504	9267	13289.5	26.70	28.48	30.27
2011	10069	9733	9397	14419.9	30.17	32.50	34.83
2012	10369	9951	9538	14849.5	30.17	32.99	35.77
2013	10774	10233	9723	14849.5	27.45	31.09	34.52
2014	11216	10541	9925	16241	30.94	35.10	38.89
2015	11783	10956	10212	16640.7	29.19	34.16	38.63
2016	12319	11330	10443	16640.7	25.97	31.91	37.24
2017	12806	11644	10616	16640.7	23.04	30.03	36.20
2018	13424	12064	10859	17840.7	24.76	32.38	39.13
2019	14072	12500	11107	17840.7	21.12	29.94	37.74
2020	14781	12974	11386	17840.7	17.15	27.28	36.18

En la siguiente gráfica se puede observar cuál sería la participación en capacidad de las distintas fuentes de generación con respecto a la potencia máxima anual y sin considerar nuevos desarrollos en energías alternativas.



Fuente: Elaboración propia

Es importante destacar que la capacidad efectiva neta instalada de las fuentes de generación corresponde a la máxima capacidad de potencia neta que pueden suministrar en condiciones normales de operación.

A pesar de que el parque generador tiene un margen de reserva del orden del 30%, dado que está principalmente basado en recursos hídricos se hace vulnerable a períodos de sequía donde son requeridas las fuentes de combustibles fósiles. Esta fue una de las razones por las cuales a partir del año 2006 el esquema regulatorio fue modificado para introducir el Cargo por Confiabilidad, que permite una remuneración para los generadores basada en energía firme, que corresponde a la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar continuamente una planta de generación en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. A su vez, esta energía firme es el valor máximo de energía con que un generador puede participar en la subasta establecida para el Cargo por Confiabilidad. La obligación de energía firme (OEF) es la capacidad de generar que tiene una planta de acuerdo a una asignación previa.

La siguiente tabla presenta los valores de las OEF asignadas para los años 2007 a 2010, para garantizar el cubrimiento de la demanda de energía por tipo de generación. La energía firme declarada en el año 2007 se acercaba a la demanda objetivo y para el período 2011-2012 la diferencia era solamente de 1.9 TWh-año, por esta razón se programó la primera subasta en el 2008 para ingresar nuevas plantas al SIN a partir del año 2012.<sup>33</sup>

Tipo de Plantas	Asignación de Obligaciones de Energía Firme OEF (GWh - año)			
	Dic 2007 - Nov 2008	Dic 2008 - Nov 2009	Dic 2009 - Nov 2010	Dic 2010 - Nov 2011
Hidráulicas	26151.77	25845.20	26364.70	29227.93
Térmicas	29115.96	28701.11	29331.79	35124.81
Total	55267.73	54546.31	55696.49	64352.74

Un factor a tener en cuenta en el desarrollo de las fuentes de energía alternativas es la necesidad de establecer la regulación correspondiente para la determinación de la energía firme para proyectos distintos a los de energía hidroeléctrica y térmica, que son los únicos que hasta el 2010 eran considerados en las subastas de OEF.

Por otro lado, sobre el crecimiento del parque generador, en el capítulo 5 se había mencionado que el Plan de Expansión de Referencia 2010-2024 establece que a partir del año 2018 el sistema requerirá 2050 MW adicionales de los cuales 750 MW corresponderían a plantas térmicas a carbón, teniendo en cuenta la abundancia de este recurso en el país; en el mismo sentido el plan preliminar de expansión 2011-2025 indica que a largo plazo el sistema requerirá la instalación de 3700 MW a partir del 2017 hasta el 2025, con 1300 MW de plantas térmicas (600 MW a gas y 700 MW a carbón).<sup>34</sup>

Es evidente que el parque de generación requerirá en el largo plazo la incorporación de nuevos proyectos al SIN, no solamente para lograr la capacidad de potencia máxima proyectada sino también para reemplazar plantas térmicas que cumplan su ciclo de vida útil; sin embargo los Planes de Expansión de Referencia no han tenido en cuenta en la estimación de los nuevos proyectos las variables de tipo ambiental que son cada vez más relevantes, ni otras externalidades, y por lo tanto no han visto la necesidad de desarrollo de energías alternativas que puedan suplir parte de la demanda de energía a partir del 2018 e

<sup>33</sup> XM, *Informe Operacional 2007*

<sup>34</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, *Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2011-2025*.

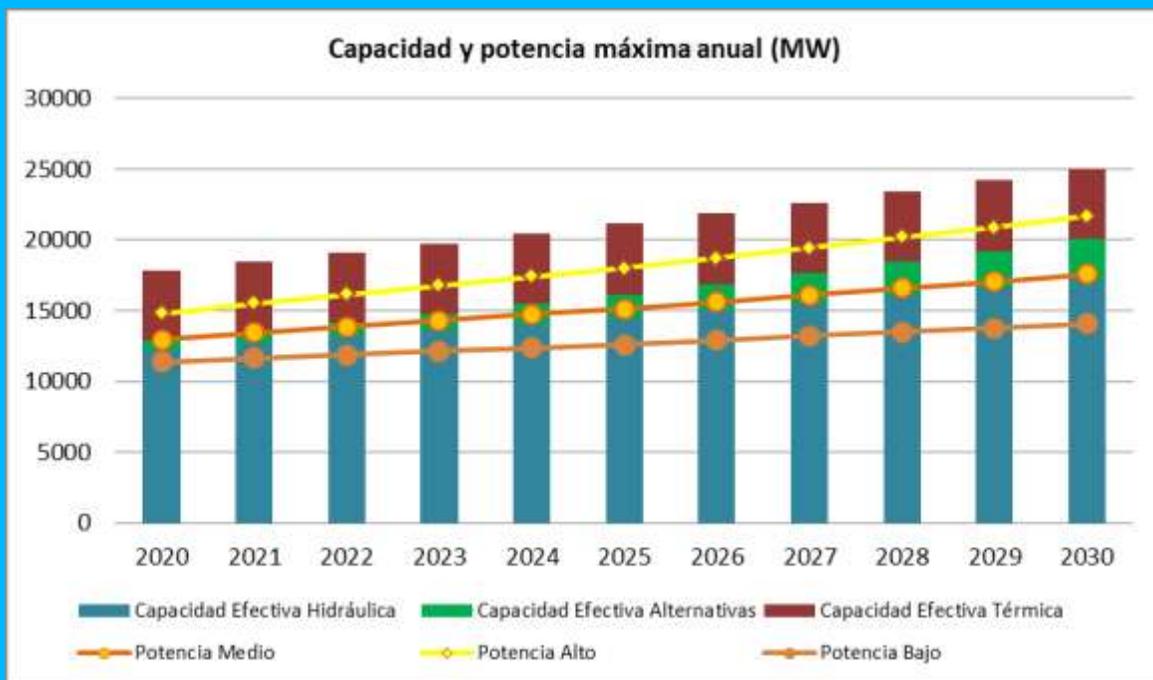
incluso desde años anteriores. Para satisfacer esta demanda no solamente es importante la capacidad efectiva de las plantas sino la disponibilidad de los recursos energéticos que necesitan, que se hace más crítica cuanto menos diversificada sea la canasta energética como sucede actualmente en Colombia, por lo tanto es importante que el crecimiento del parque generador incluya fuentes alternativas de energía.

**d) Escenarios de generación 2020-2030.**

Es posible estimar el crecimiento del parque de generación en el período 2020-2030 a partir de los siguientes supuestos:

- La capacidad del SIN conservaría un margen de reserva alrededor del 30%, llegando a los 25000 MW en el año 2030.
- A partir del año 2018, no ingresarían al sistema plantas de generación alimentadas con combustibles fósiles.

En la siguiente gráfica se puede observar cuál sería la participación en capacidad de las distintas fuentes de generación con respecto a las proyecciones de potencia máxima anual.



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, para efectos de estimar la composición de la generación de energía eléctrica en el período 2020-2030 se considerará adicionalmente lo siguiente:

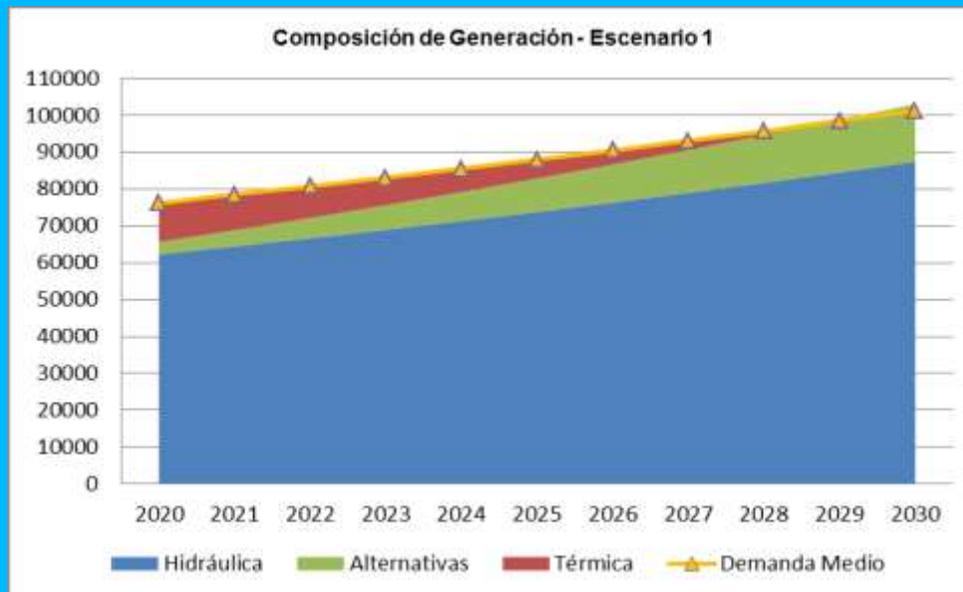
- Los factores de utilización mayor y menor de generación hidráulica durante el período serían 0.58 en alta hidrología y 0.51 en baja.
- La capacidad efectiva existente, permitiría satisfacer completamente la demanda de energía eléctrica en un escenario de crecimiento medio del PIB hasta el año 2030.

- La generación térmica y de fuentes de energías alternativas complementarían a la hidráulica para satisfacer la demanda de energía del sistema.
- No se tendrían en cuenta los ciclos anuales de años húmedos o secos sino que se asumiría el mismo comportamiento climático durante todo el período.

### Escenario 1: Altos aportes hídricos.

En este escenario, la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables y alternativas podría satisfacer la totalidad de la demanda a partir del año 2029.

Año	Energía generada (GWh – año)			
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Total SIN
2020	62,261	10,619	3,347	76,227
2021	64,409	9,606	4,411	78,426
2022	66,631	8,547	5,511	80,689
2023	68,930	7,436	6,649	83,016
2024	71,308	6,277	7,827	85,412
2025	73,768	5,062	9,045	87,876
2026	76,313	3,792	10,306	90,411
2027	78,946	2,464	11,609	93,019
2028	81,670	1,075	12,958	95,703
2029	84,487	0	14,353	98,464
2030	87,402	0	15,552	101,305

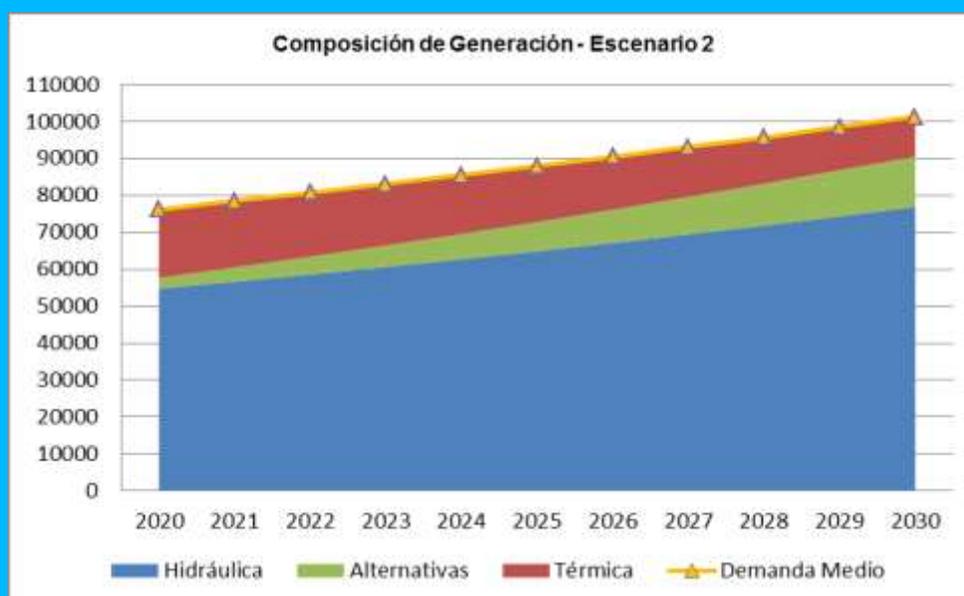


Fuente: Elaboración propia.

### Escenario 2: Bajos aportes hídricos.

En este escenario sería necesario que la generación de fuentes alternativas alcanzara alrededor de 24 TWh-año para poder reemplazar las fuentes de combustibles fósiles.

Año	Energía generada (GWh – año)			
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Total SIN
2020	54,747	18,558	2,922	76,227
2021	56,636	17,940	3,851	78,426
2022	58,590	17,288	4,811	80,689
2023	60,611	16,600	5,805	83,016
2024	62,702	15,877	6,833	85,412
2025	64,865	15,114	7,897	87,876
2026	67,103	14,311	8,997	90,411
2027	69,418	13,466	10,135	93,019
2028	71,813	12,577	11,313	95,703
2029	74,291	11,643	12,531	98,464
2030	76,854	10,874	13,577	101,305



Fuente: Elaboración propia.

La siguiente tabla presenta el valor adicional de energía eléctrica que sería necesario generar en el año 2030 para complementar las fuentes hidráulicas en los tres escenarios de crecimiento del PIB (Anexo 7).

		Crecimiento del PIB (2020-2030)		
		Alto	Medio	Bajo
Aportes hídricos	Altos	29 TWh-año	13 TWh-año	0 TWh-año
	Bajos	40 TWh-año	24 TWh-año	10 TWh-año

Fuente: Elaboración propia.

El mejor escenario para alcanzar en el largo plazo la generación de energía solamente a partir de fuentes renovables y alternativas sería un período 2020-2030 de crecimiento bajo del PIB con altos aportes hídricos, donde solamente las fuentes hidráulicas podrían satisfacer la totalidad de la demanda.

### e) Desarrollo de fuentes alternativas de energía en Colombia.

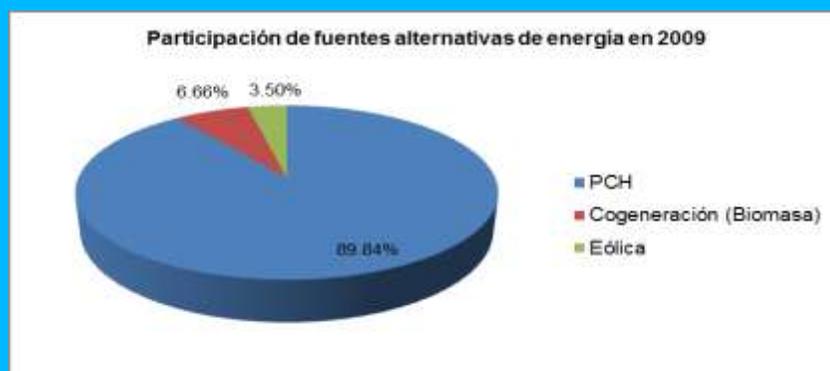
El Ministerio de Minas y Energía expidió en el año 2010 un Plan de Acción indicativo para desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (PROURE), definiendo como uno de sus subprogramas estratégicos la promoción del uso de fuentes alternativas o no convencionales de energía y adoptando como referencia las siguientes metas de participación para el año 2020; sin embargo el plan no establecía un mecanismo para alcanzar su cumplimiento.<sup>35</sup>

Año	2020
Sistema de Interconexión Nacional (SIN)	6.5
Zonas no Interconectadas (ZNI)	30*

\* Capacidad actual 8%

En el año 2009 las fuentes alternativas o no convencionales de energía correspondían a 525.4 MW del total de la capacidad de generación en el SIN con la siguiente participación:

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Participación en alternativas (%)	Participación en el total del SIN (%)
PCH	472	89.84	3.50
Cogeneración (Biomasa)	35	6.66	0.26
Eólica	18.4	3.50	0.14
Total	525.4	100.00	3.90



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UPME.

Entre el 2009 y el 2010 se presentó un importante aumento de la capacidad del SIN a nivel de PCHs y Cogeneración como se muestra en la siguiente tabla, el desarrollo de estas dos fuentes alternativas y el ingreso de otras como los parques eólicos permitirían alcanzar las metas propuestas en el Plan de Acción del PROURE en cuanto a capacidad instalada.

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)		Crecimiento Anual (%)
	2009	2010	
PCH	472	518.8	19.44
Cogeneración (Biomasa)	35	54.9	56.85
Eólica	18.4	18.4	0
Total	525.4	592.1	12.69

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UPME.

<sup>35</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, *Plan de Acción Indicativo PROURE 2010-2015*

En el capítulo 5 se presentó la proyección del parque de generación al año 2018 elaborada por la Unidad de Planeación Minero Energética que tenía en cuenta proyectos en construcción a los cuales se les habían asignado Obligaciones de Energía Firme, sin embargo en esta proyección no se tenía en cuenta el crecimiento de fuentes alternativas de energía (PCHs, Cogeneradores, Eólica) como se observa a continuación:

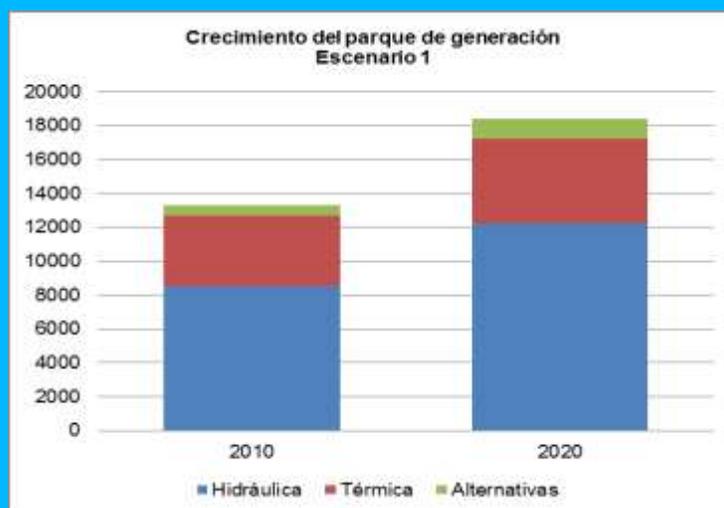
Tecnología	2009		2018	
	MW	%	MW	%
Hidráulica	8525	63.17	11612	68.56
Térmica	4445.4	32.94	4799.4	28.34
PCHs + Cogeneradores + Eólica	525.4	3.89	525.4	3.10
TOTAL	13495.8	100	16936.8	100

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UPME.

Con base en la meta propuesta en el Plan de Acción indicativo para desarrollo del PROURE de llegar al 6.5% de la capacidad de generación a partir de fuentes alternativas en el año 2020, se determinará el crecimiento necesario en los siguientes dos escenarios y adicionalmente a partir de los factores de utilización se determinará la composición de generación en el período 2010-2020.

**Escenario 1:** Se mantendrían los proyectos de energía hidroeléctrica y térmica que tienen OEF asignadas hasta el año 2018 y el crecimiento de fuentes alternativas aumentaría la capacidad efectiva total de generación.

Tecnología	2010		2020	
	MW	%	MW	%
Hidráulica	8525	64.15	12254.2	66.48
Térmica	4172.4	31.40	4980	27.02
Alternativas	592.1	4.46	1200	6.50
TOTAL	13289.5	100	18434.2	100



Fuente: Elaboración propia

Se observa que al año 2020 y debido a los proyectos con OEF asignadas, la participación de grandes proyectos hidroeléctricos en el SIN aumentaría en 43% y la generación térmica un 19%, por otra parte la capacidad efectiva de las fuentes alternativas de energía se duplicaría en el período 2010-2020.

**Escenario 2:** Se mantendrían los proyectos de energía hidroeléctrica que tienen OEF asignadas hasta el año 2018 pero el crecimiento de fuentes alternativas remplazaría una parte de la capacidad de generación térmica.

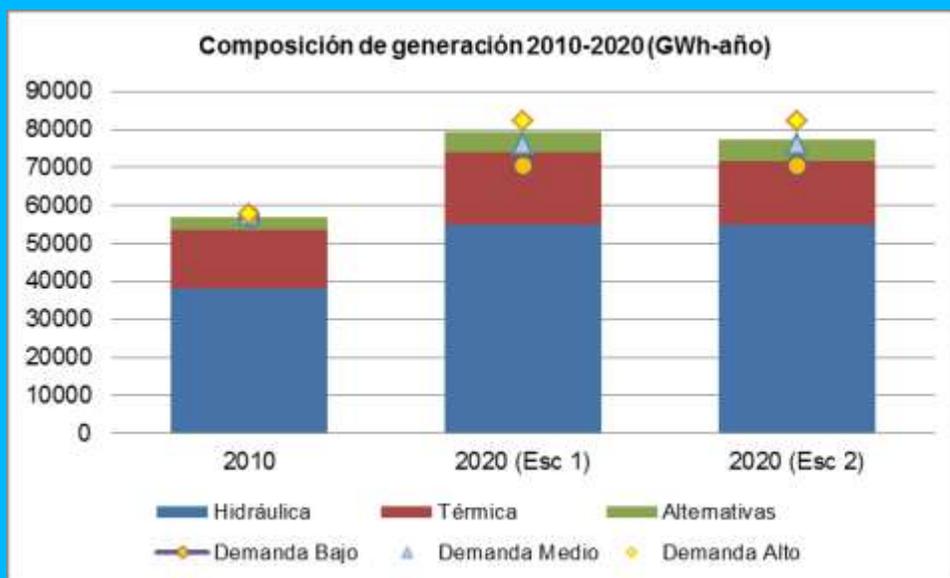
Tecnología	2010		2020	
	MW	%	MW	%
Hidráulica	8525	64.15	12254.2	68.68
Térmica	4172.4	31.40	4426.5	24.81
Alternativas	592.1	4.46	1160	6.50
TOTAL	13289.5	100	17840.7	100

En este escenario la capacidad de generación térmica aumentaría un 6% mientras que las fuentes alternativas de energía deberían crecer en el período 2010-2020 un 95% con respecto al 2010.

Por otra parte, a nivel de las Zonas No Interconectadas y si se mantuviera una participación equivalente al 1% de la capacidad total del sistema en el año 2020 (alrededor de 170 MW), la meta sería lograr a partir de fuentes alternativas unos 51 MW.

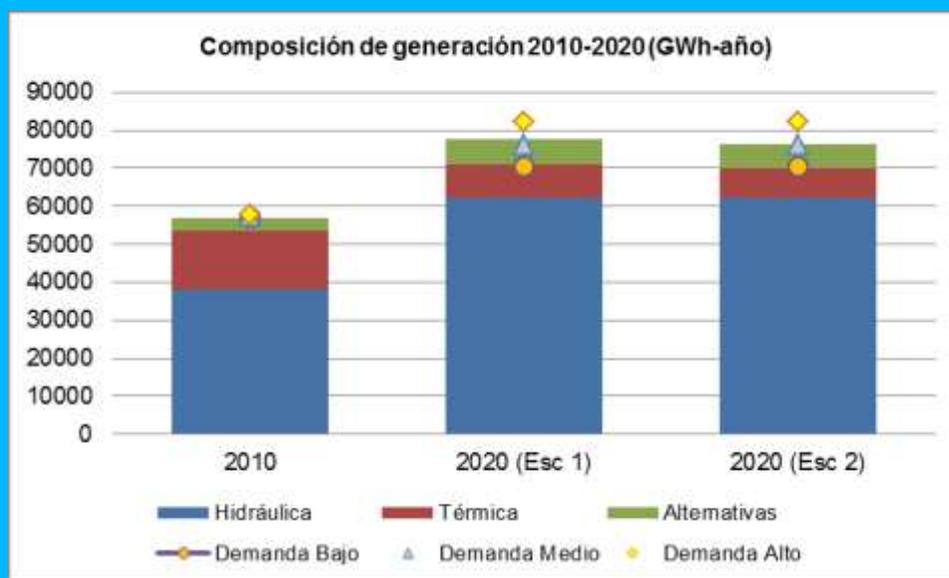
Como se había mencionado anteriormente, la energía producida se puede calcular como:  
 $EP \text{ (MWh - año)} = \text{Factor de Utilización} \times \text{Capacidad Efectiva (MW)} \times 8760 \text{ h}$

Por lo tanto es posible calcular en estos escenarios la composición de generación con el aumento de las fuentes de energías alternativas para alcanzar la meta propuesta en el Plan de Acción del PROURE, a partir de los factores de utilización. Tomando como referencia los factores correspondientes al año 2010, de baja hidrología (Hidráulica 0.51, Térmica 0.44 y Alternativas 0.53) se obtendría la siguiente composición:



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, a partir de los factores correspondientes al año 2008, de mayor hidrología (Hidráulica 0.58, Térmica 0.20 y Alternativas 0.63) se lograría la siguiente composición:



Fuente: Elaboración propia

Para un escenario de crecimiento alto de la demanda de energía eléctrica, en el año 2020 sería necesario el aumento de la capacidad total de generación del SIN con respecto al año 2018. Por otra parte, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes alternativas en los escenarios proyectados representaría entre el 7 y el 8.5% del total de generación, mientras que la generación hidráulica estaría entre el 70 y 80%, es decir que en total a partir de fuente renovables se podría estar generando alrededor del 90% del total de la demanda, por lo cual resultaría viable fijar una nueva meta de crecimiento para desarrollo de fuentes alternativas en el período 2020-2030 que permitiera eliminar a largo plazo la generación a partir de combustibles fósiles.

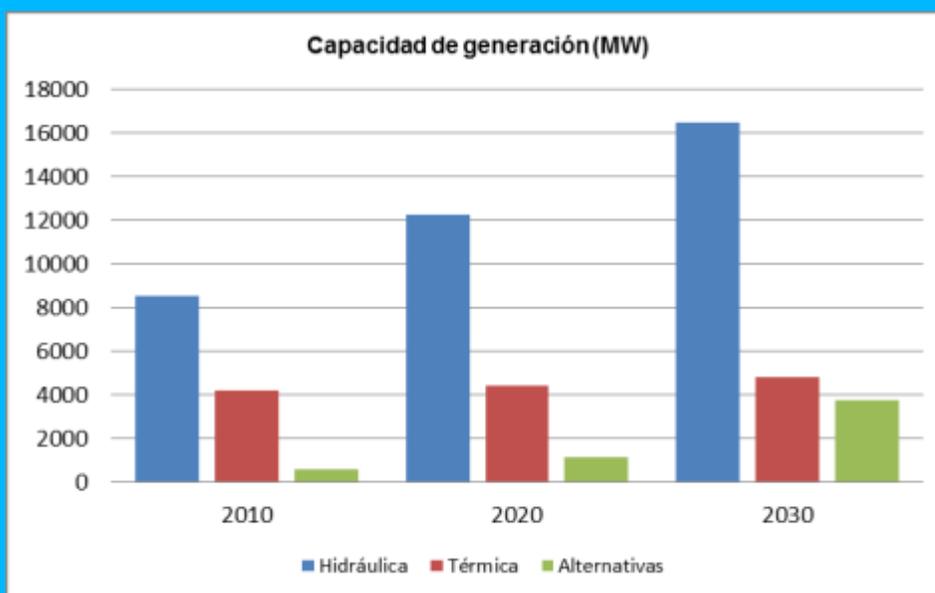
Para efectos de estimar la composición de la generación de energía eléctrica en el período 2020-2030 se considerarán los siguientes supuestos:

- Los factores de utilización mayor y menor de generación hidráulica durante el período serían similares a los de los últimos años, es decir 0.58 en alta hidrología y 0.51 en baja.
- A partir del año 2018, no ingresarían al sistema plantas de generación alimentadas con combustibles fósiles.
- La generación de fuentes alternativas complementaría a la hidráulica para satisfacer la demanda de energía del sistema sin producir excedentes para exportación.
- No se tendrían en cuenta los ciclos anuales de años húmedos o secos sino que se asumiría el mismo comportamiento climático durante todo el período.
- Se mantendrían los proyectos de energía hidroeléctrica que tienen OEF asignadas hasta el año 2018 pero el crecimiento de fuentes alternativas reemplazaría parte de la capacidad de generación térmica.
- La capacidad del SIN conservaría un margen de reserva alrededor del 30%.
- Se presentaría un crecimiento medio de la potencia máxima en el período 2020-2030.

- Con el fin de promover la diversificación de la canasta energética se propone una meta del 15% de la capacidad de generación en el año 2030 a partir de fuentes alternativas de energía.

A partir de estos supuestos la composición del parque generador quedaría conformada como se indica en la siguiente tabla.

Tecnología	2010		2020		2030	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	8525	64.15	12254.2	66.48	16823.5	67.29
Térmica	4172.4	31.40	4426.5	27.02	4426.5	17.71
Alternativas	592.1	4.46	1160	6.50	3750	15.00
TOTAL	13289.5	100	17840.7	100	25000	100



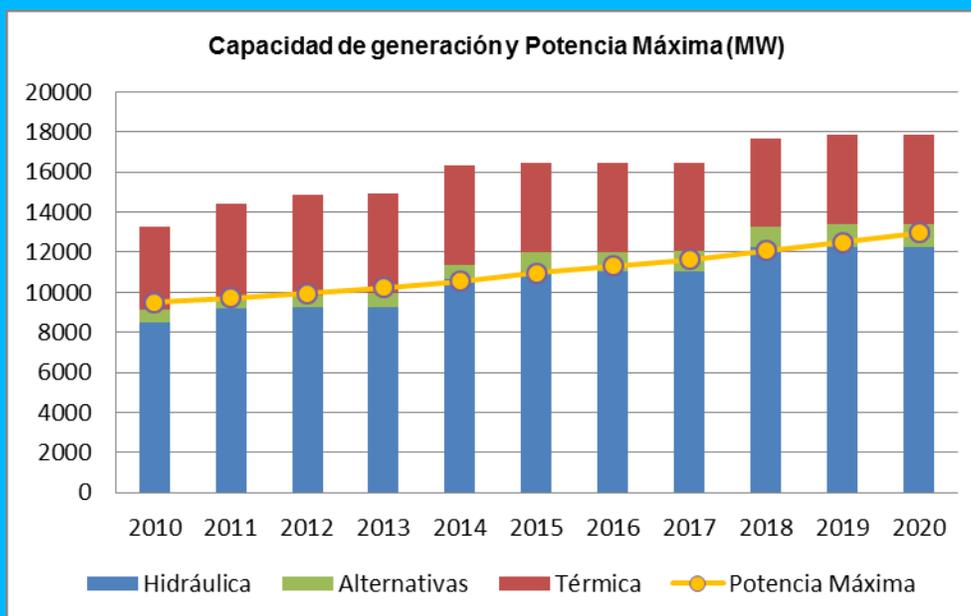
Fuente: Elaboración propia

Esto significa que al año 2020 se deberían tener incorporados 567.9 MW de energías alternativas adicionales con respecto al 2010 y entre el 2020 y el 2030 deberían ingresar proyectos por 2590 MW, a su vez sería necesaria la realización de grandes proyectos hidroeléctricos por un valor del orden de 4569 MW a partir del 2020.

Vale la pena señalar que estas proyecciones se realizan con base en una capacidad efectiva estimada del SIN de 25000 MW para atender una potencia máxima de 17588 MW en el año 2030. Si se tienen en cuenta factores como la eficiencia energética y la diversificación de las fuentes de generación, es posible que sea suficiente un margen de reserva inferior al 30% que como se había mencionado anteriormente, ha resultado favorable con la composición actual en períodos de precipitación crítica. Adicionalmente se considera que la capacidad del sistema de generación térmica se mantendría constante hasta el final del período aunque muchas plantas estarían cumpliendo su ciclo de vida útil y serían reemplazadas.

Para la elaboración de la siguiente tabla se han tenido en cuenta los proyectos con Obligaciones de Energía Firme asignadas hasta el año 2018 y a nivel de energías alternativas se presentan valores estimados a partir de crecimiento de PCH y cogeneración con biomasa, al igual que incorporación de proyectos de energía eólica hacia la mitad del período y reducción de las fuentes térmicas.

Año	Potencia Máxima (MW)	Capacidad de Generación (MW)		
		Hidráulica	Térmica	Alternativas
2010	9504	8525	4172.4	592.1
2011	9733	9185	4628.4	606.3
2012	9951	9263	4980	606.3
2013	10233	9263	4980	700
2014	10541	10654.2	4980	700
2015	10956	11054.2	4426.5	950
2016	11330	11054.2	4426.5	950
2017	11644	11054.2	4426.5	1000
2018	12064	12254.2	4426.5	1000
2019	12500	12254.2	4426.5	1160
2020	12974	12254.2	4426.5	1160

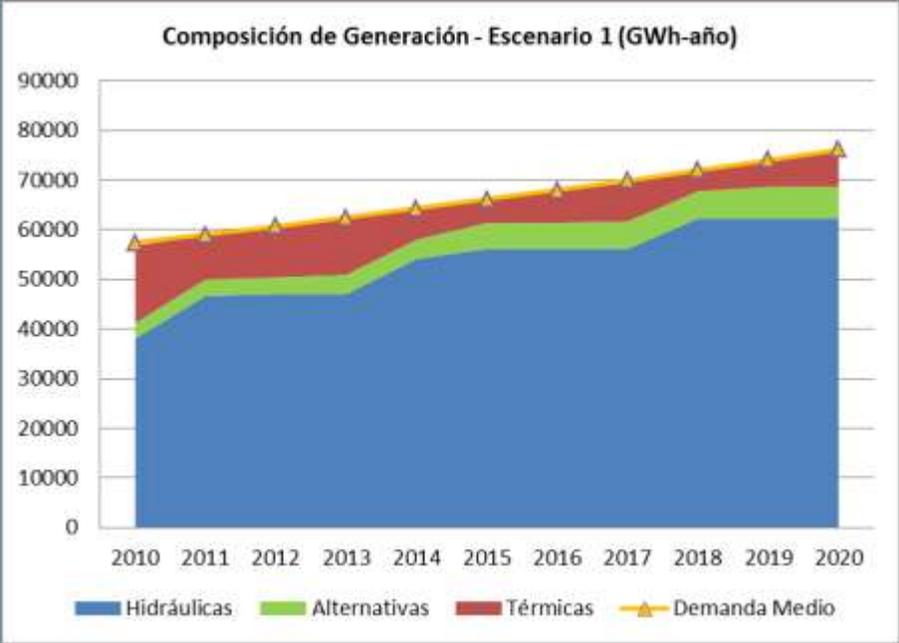


Fuente: Elaboración propia

A pesar de que en términos de potencia, la capacidad efectiva de las fuentes renovables (hidráulica + alternativas) permitiría satisfacer la demanda, debido a que la confiabilidad del suministro depende de fenómenos climáticos sería necesaria la utilización adicional de fuentes térmicas en períodos de baja hidrología. A continuación se hace la estimación de la generación de energía de las fuentes hidráulicas y alternativas con los factores de utilización para alta y baja hidrología.

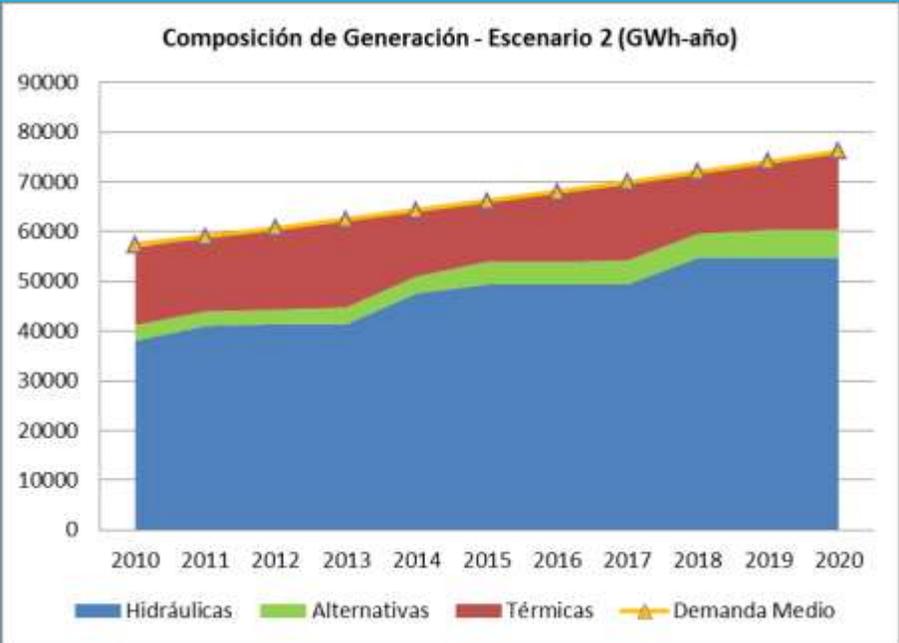
Estos escenarios corresponden a la composición de la generación con la meta del 6.5% de capacidad en fuentes de energía alternativas en el año 2020, el crecimiento previsto de las fuentes hidráulicas y la reducción de las fuentes térmicas.

**Escenario 1: Altos aportes hídricos.**



Fuente: Elaboración propia

**Escenario 2: Bajos aportes hídricos.**

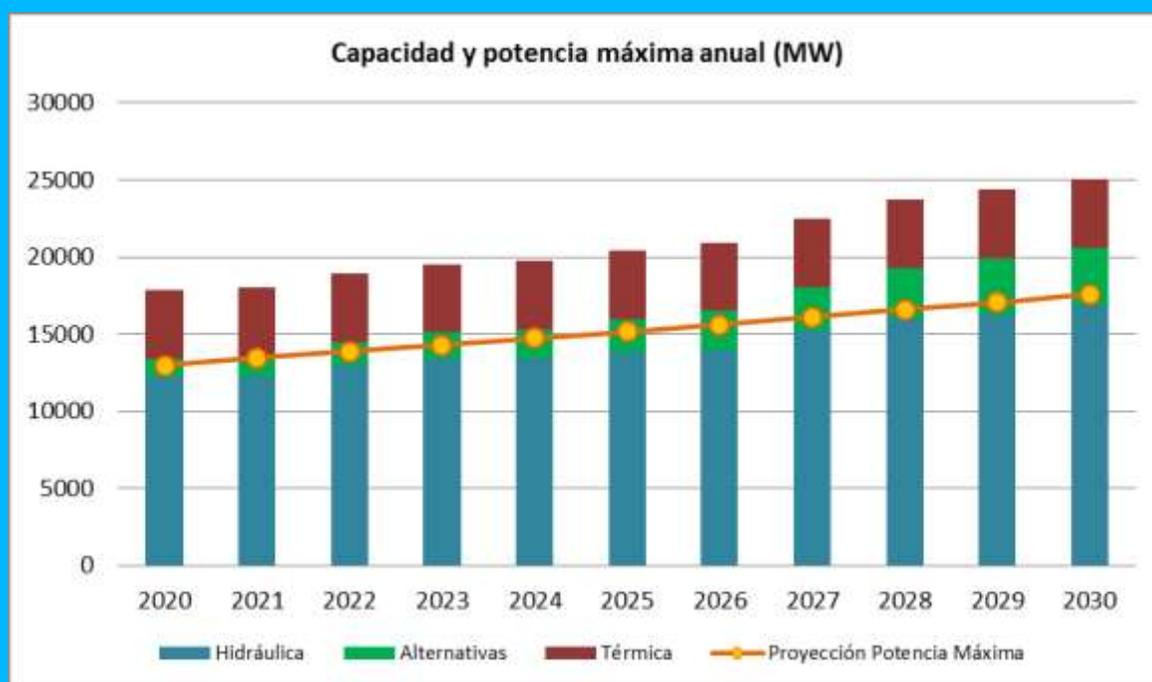


Fuente: Elaboración propia

Con respecto al período 2020-2030, como se mencionó anteriormente se requeriría la incorporación al SIN de proyectos hidráulicos por 4569 MW y de energías alternativas por 2590 MW. Para la elaboración de la siguiente tabla se ha estimado el crecimiento de las fuentes de energía renovables a lo largo de todo el período, manteniendo la capacidad existente de generación térmica.

Año	Potencia Máxima (MW)	Capacidad de Generación (MW)		
		Hidráulica	Térmica	Alternativas
2020	12974	12254.2	4426.5	1160
2021	13452	12254.2	4426.5	1300
2022	13855	13000	4426.5	1482
2023	14291	13400	4426.5	1690
2024	14735	13400	4426.5	1926
2025	15133	13800	4426.5	2196
2026	15613	14000	4426.5	2504
2027	16104	15200	4426.5	2854
2028	16609	16000	4426.5	3254
2029	17054	16200	4426.5	3710
2030	17588	16823.5	4426.5	3750

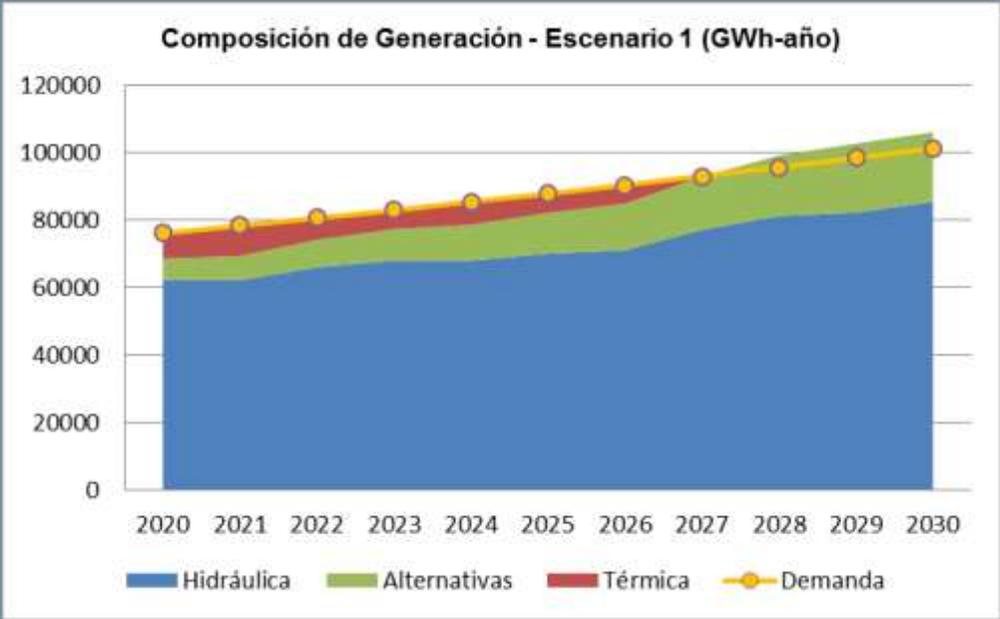
Cumplíendose las metas planteadas de crecimiento de las fuentes de energía renovables (hidráulicas + alternativas), para el año 2030 la capacidad de estas fuentes sería suficiente para satisfacer la demanda por potencia con un 11.3% de margen de reserva, como puede verse en la siguiente gráfica.



Fuente: Elaboración propia

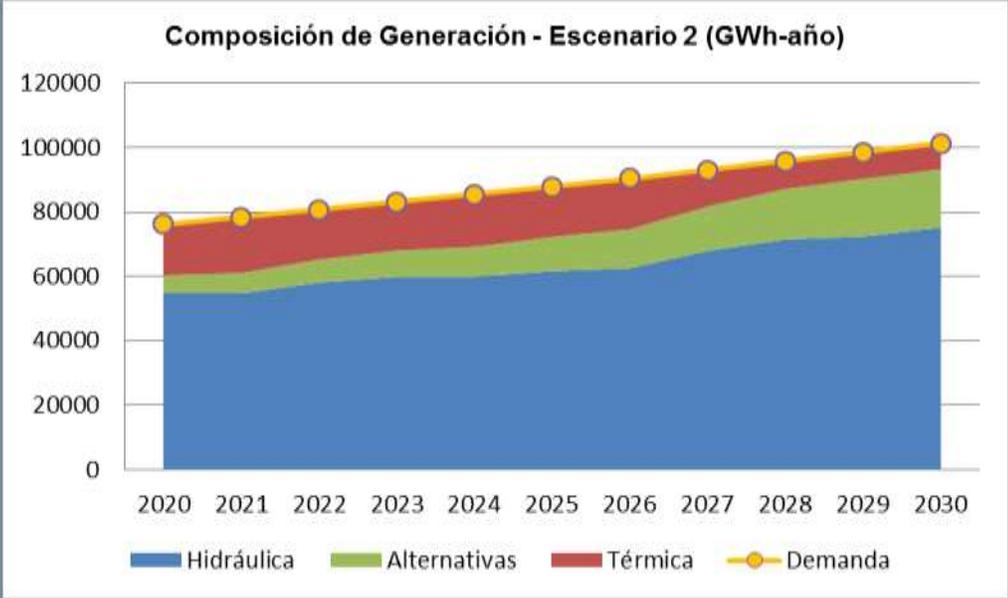
La capacidad térmica existente en el año 2030 sería únicamente utilizada en eventos críticos de sequía de largo tiempo de duración y cuando el margen de reserva de las fuentes renovables no fuera suficiente para cubrir la demanda existente. A partir de los factores de utilización para alta y baja hidrología, los siguientes escenarios indican que la totalidad de la demanda de energía eléctrica podría ser satisfecha a partir de energías renovables y alternativas solamente en el caso de que se presentaran altos aportes hídricos.

**Escenario 1: Altos aportes hídricos.**



Fuente: Elaboración propia

**Escenario 2: Bajos aportes hídricos.**



Fuente: Elaboración propia

## f) Costos de capital y generación para fuentes alternativas de energía.

Un importante factor a considerar dentro del desarrollo de energías alternativas es que los proyectos de generación sean económicamente viables, por eso deben considerarse tanto los costos del capital invertido en las plantas, como los costos de operación y mantenimiento y el valor del energético que se utilizará en las mismas, ya que por ejemplo este resulta crítico en los sistemas alimentados con combustibles fósiles y aún más con la volatilidad de sus precios, mientras que para generación solar o eólica es de cero.

El costo nivelado de energía (Levelized Cost of Energy - LCOE) es un valor que se utiliza frecuentemente para evaluar la rentabilidad económica de una planta de generación eléctrica prevista o para comparar dos o más inversiones en instalaciones alternativas.

El LCOE es equivalente al precio promedio que los consumidores tendrían que pagar al generador para reponer al inversor el capital de inversión, los gastos de operación y mantenimiento (O&M), y los costos del combustible, con una tasa de retorno igual a la tasa de descuento; lo cual significa que es el precio mínimo al que la energía generada por una planta debe ser vendida para alcanzar el punto de equilibrio.<sup>36</sup>

El LCOE para una planta de generación con vida útil de 't' años se calcula de esta forma:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Total de gastos vida útil}}{\text{Total generación esperada}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- $I_t$  = Capital de inversión en el año t
- $M_t$  = Gastos de Operación y mantenimiento en el año t
- $F_t$  = Costos de combustible en el año t
- $E_t$  = Generación de energía eléctrica en el año t
- $r$  = Tasa de descuento

Como se señalaba en el numeral 6.3.7, en el Plan Energético Nacional 2003-2020 se estimaban los costos de desarrollo de las fuentes de energías alternativas en el país, donde las energías eólica y geotérmica a gran escala presentaban los menores valores: Eólica entre 800 y 1200 US\$/kW, Geotérmica entre 1500 y 2500 U\$/kW; mientras que la tecnología más costosa correspondía a los sistemas Solares Fotovoltaicos, con valores entre 5000 a 10000 U\$/kW.

En la siguiente tabla se presentan los costos de capital de las fuentes de energía alternativas o no convencionales en Colombia para el año 2010, de acuerdo con una evaluación

---

<sup>36</sup> Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, *Levelized Cost of Energy (LCOE) and GHG abatement costs, 2009*

realizada por la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente - Corpoema<sup>37</sup>, al igual que los costos de nivelación estimados para las siguientes tecnologías y capacidades:

- Eólica 10 MW y 100 MW
- Biomasa 50 MW (Vapor)
- Biomasa 20 MW (Gasificación)
- Pequeña Central Hidráulica PCH 5 MW
- Geotérmica 50 MW
- Biomasa 5 MW (Residuos Sólidos Urbanos)
- Solar 30 MW (Térmica)
- Solar 5MW (Fotovoltaica)

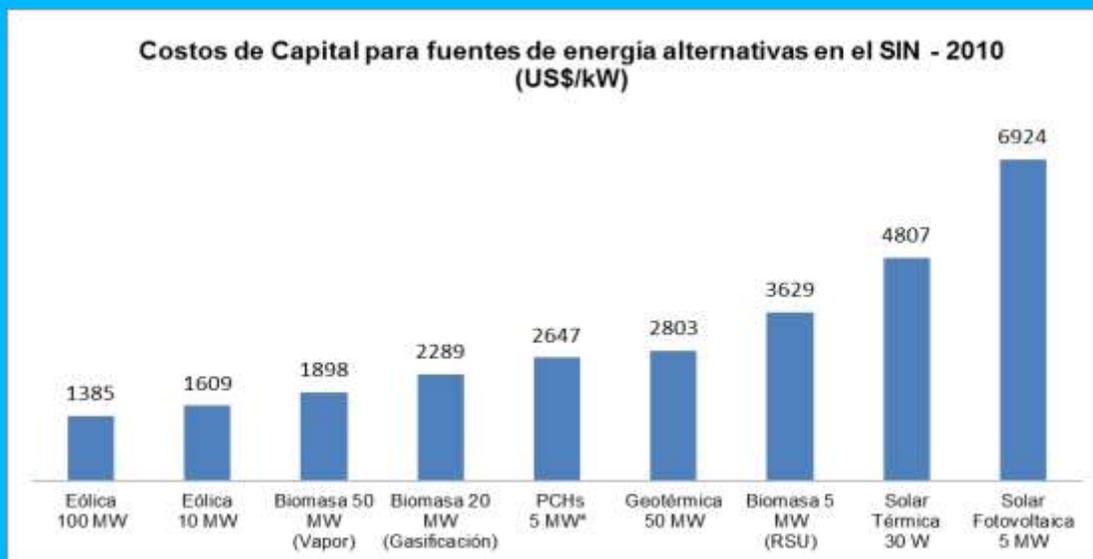
A partir de estos datos se observa que la energía eólica es la que presenta los menores costos de capital en el año 2010, mientras que la energía solar fotovoltaica resulta ser la más costosa, de forma similar a lo estimado en el Plan Energético Nacional 2003-2020.

El siguiente costo de capital más bajo corresponde a las plantas de cogeneración con biomasa, que utilizan turbina de vapor, como las que se han venido implementando en los ingenios azucareros alimentadas con bagazo de caña. A nivel del costo de las PCHs, se estima que una planta de 20 MW podría bajar a un valor entre 1400 y 1800 US\$/kW.

Tecnología	Eólica 100 MW	Eólica 10 MW	Biomasa 50 MW (Vapor)	Biomasa 20 MW (Gasif.)	PCH 5 MW*	Geoterm 50 MW	Biomasa 5 MW (RSU)	Solar Térmica 30 MW	Solar FV 5 MW
Factor de capacidad %	30	30	80	80	45	90	80	50	20
Vida útil (años)	20	20	20	20	30	30	20	30	25
<b>Costos de Capital ( US\$/kW )</b>									
Equipos	1050	1218	1441	1943	1106	1067	1675	1903	4504
Obras Civiles	67	78	190	123	1128	139	1005	396	980
Ingeniería	45	45	100	45	223	201	100	912	200
Instalación	89	112	78	67	190	1396	670	1140	560
Margen de contingencia	134	156	89	111	0	0	179	456	680
Total Costos Capital	1385	1609	1898	2289	2647	2803	3629	4807	6924
<b>Costo Nivelado de Generación LCOE ( cUS\$/kWh )</b>									
Total LCOE	6.47	7.57	6.63	7.85	7.7	4.81	7.24	17.25	40.39

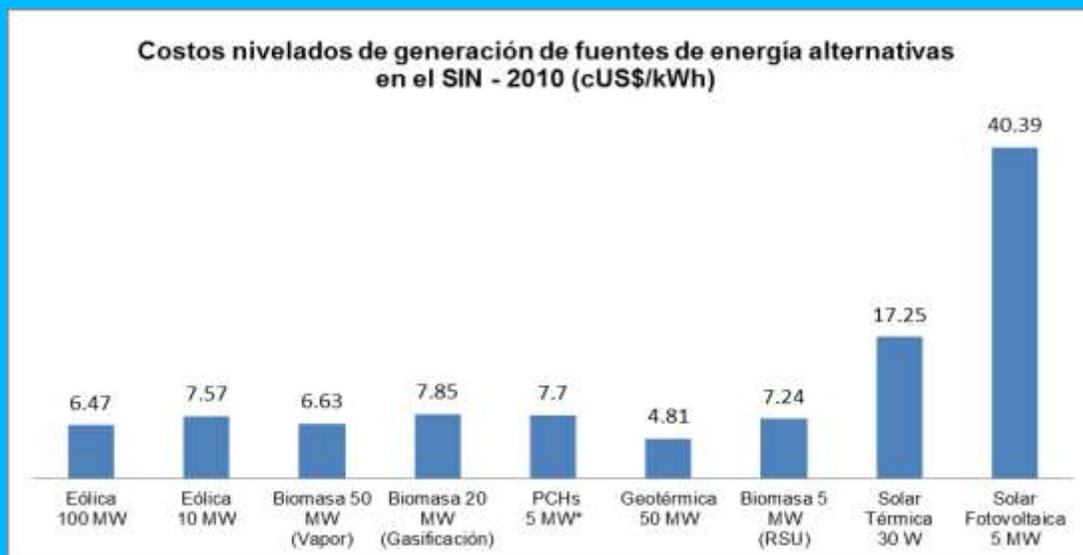
Fuente: Corporación para la Energía y el Medio Ambiente - Corpoema

<sup>37</sup> Corpoema, *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia, 2010*



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Corpoema.

Como se había mencionado anteriormente, los costos nivelados de energía permiten comparar diferentes sistemas de generación, por lo tanto la estrategia de desarrollo de energías alternativas para el SIN debería tener en cuenta principalmente las fuentes eólica, biomasa, PCH y geotérmica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Corpoema.

Resulta útil comparar estos valores con el precio promedio en bolsa en los últimos años y el mensual del año 2010, para evaluar la competitividad de las energías alternativas. Todos los valores presentados a continuación corresponden a cUS\$/kWh.

Precio Promedio Bolsa Energía Eléctrica					
2005	2006	2007	2008	2009	2010
4.14	4.10	4.65	4.92	7.81	7.24

Precio Promedio Bolsa Energía Eléctrica - 2010											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8.56	11.02	10.62	11.01	8.41	5.08	4.63	4.73	6.25	7.61	5.14	3.85

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UPME

Costo nivelado de energía (LCOE) para fuentes alternativas - 2010						
Eólica 100 MW	Eólica 10 MW	Biomasa 50 MW (Vapor)	Biomasa 20 MW (Gasificación)	PCHs 5 MW*	Geotérmica 50 MW	Biomasa 5 MW (RSU)
6.47	7.57	6.63	7.85	7.7	4.81	7.24

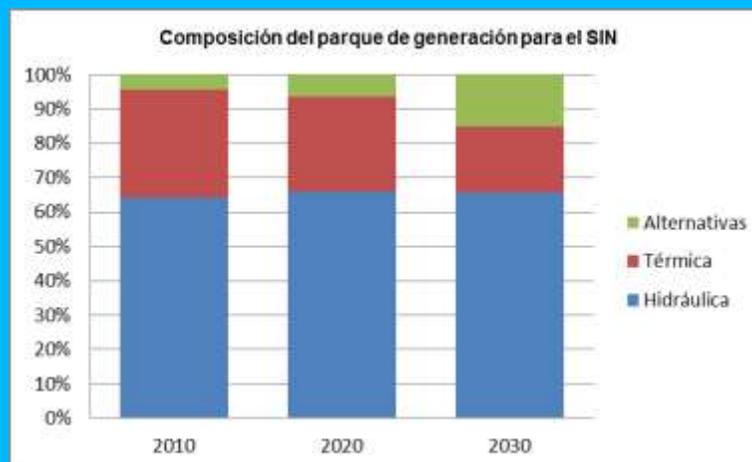
Fuente: Corporación para la Energía y el Medio Ambiente - Corpoema

Adicionalmente se puede mencionar que el precio de oferta de generación térmica por carbón en el mes de agosto de 2010 fue de 6.11 cU\$/kWh. Teniendo en cuenta esta información es posible establecer que los proyectos de generación a partir de energía eólica, biomasa y PCH en Colombia podrían llegar a competir dentro del mercado energético con las fuentes tradicionales de energía y serían económicamente viables.

#### g) Participación de las fuentes alternativas de energía

Con las metas propuestas para el desarrollo de fuentes de energías alternativas (6.5% en 2020, 15% en 2030), se lograría la siguiente composición del parque generador:

Tecnología	2010	2020	2030
Hidráulica	64.15	68.68	67.30
Térmica	31.40	24.82	17.70
Alternativas	4.45	6.50	15.00



Fuente: Elaboración propia

A partir de los costos de las fuentes de energía alternativas en Colombia y los potenciales existentes para las de mayor opción de implementación, se establecerá la participación de cada fuente en el parque generador para los años 2020 y 2030.

Con respecto a los potenciales de las energías alternativas es importante destacar los siguientes avances:

**Energía eólica:** en un trabajo realizado de manera conjunta entre la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín y la empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. se proyecta al año 2020 la generación de 750 MW a partir de parques eólicos ubicados en la Guajira.<sup>38</sup>

**Energía geotérmica:** la empresa colombiana Isagen y la Corporación Eléctrica del Ecuador Celec ratificaron recientemente un acuerdo para avanzar en los estudios de prefactibilidad de un proyecto de generación de energía en la zona fronteriza (cerro Negro-Tufiño) que podría llegar a los 100 MW con una inversión que ascendería a 400 millones de dólares en las perforaciones y construcción de la central.<sup>39</sup> Por otro lado, la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoyará el desarrollo de una planta geotérmica en el macizo volcánico Ruiz-Tolima, mediante los estudios necesarios que aportaran la base necesaria para el diseño y construcción de una central geotérmica de 50 MW, así como el fortalecimiento del marco normativo existente para dar impulso a las energías no convencionales en el país.<sup>40</sup>

**Biomasa (cogeneración):** solamente a nivel de proyectos de cogeneración a partir de bagazo de caña en el sector azucarero, se espera alcanzar en el año 2014 unos 121 MW para el SIN.<sup>41</sup>

**PCH:** en el inventario de potencial hidroeléctrico del departamento de Antioquia realizado en el 2010 por el Convenio entre la Gobernación y la Escuela de Ingeniería de Antioquia se identificó un potencial de 23947 MW, de los cuales se calculan 13879 MW para Empresas Públicas de Medellín y 10068 MW para otras entidades, y de estos últimos, 1435.25 MW corresponderían a PCH.<sup>42</sup>

Como se había indicado anteriormente, las tecnologías para energía solar resultan todavía muy costosas en lo referente a proyectos para ser integrados al SIN, sin embargo podrían seguirse desarrollando sistemas de poca capacidad en las Zonas No Interconectadas como alternativas para las plantas alimentadas con Diesel o en sistemas híbridos.

Considerando los avances en proyectos de desarrollo de energías alternativas en Colombia y las metas de crecimiento propuestas para los años 2020 y 2030, partimos de los siguientes supuestos para lograr la participación de cada fuente.

---

<sup>38</sup> Universidad Pontificia Bolivariana - ISA, *Implicaciones de la penetración de energía eólica para el Sistema Interconectado Nacional SIN*, 2010

<sup>39</sup> Recuperado 5 de Febrero, 2012, de [http://www.evwind.com/noticias.php?id\\_not=12114](http://www.evwind.com/noticias.php?id_not=12114)

<sup>40</sup> Recuperado 12 de Enero, 2012, de [http://www.evwind.com/noticias.php?id\\_not=11779](http://www.evwind.com/noticias.php?id_not=11779)

<sup>41</sup> Asocaña, *Sector Azucarero Colombiano 2010-1011*

<sup>42</sup> Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia, *Potencial Hidroeléctrico de Antioquia 2010*

### Año 2020:

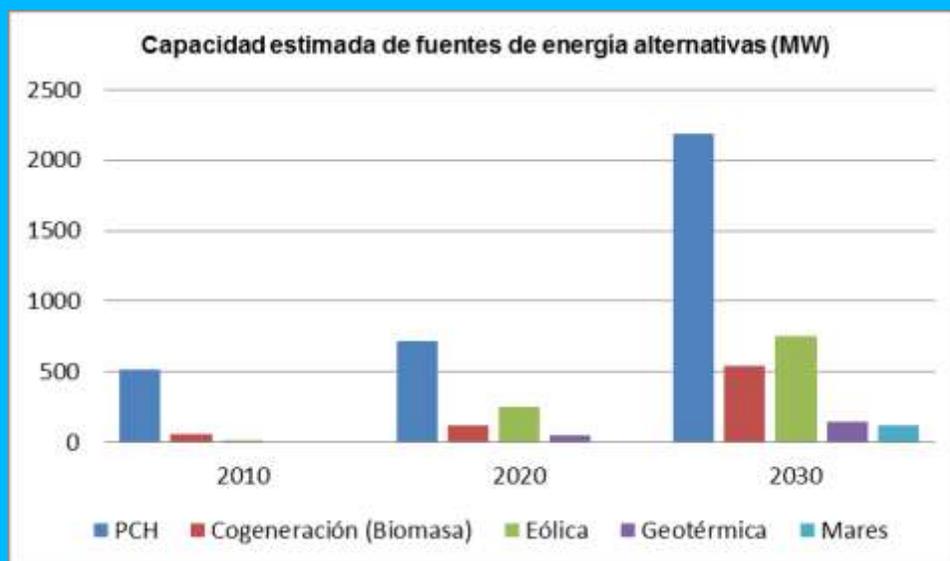
- La capacidad de cogeneración a partir de bagazo de caña en los ingenios azucareros del departamento del Valle alcanzaría los 121 MW.
- Se habrían construido dos parques eólicos en la Guajira: Ipapure (200 MW) y Joutkai (32MW) llevando la capacidad de generación a 250 MW.
- Estaría en funcionamiento una planta de generación geotérmica de 50 MW en el macizo volcánico Ruiz-Tolima.

### Año 2030:

- El desarrollo de PCH en el departamento de Antioquia y otras regiones llevaría la capacidad de generación a los 2186 MW.
- La experiencia de los ingenios azucareros en procesos de cogeneración sería aprovechada por sectores industriales como el textil, alimentos y bebidas y fabricación de papel, alcanzando los 544 MW de capacidad.
- Dos nuevos parques eólicos se habrían construido en la Guajira: Maicao (100 MW) y Bahía Honda (400 MW), permitiendo llegar a los 750 MW.
- Estaría en funcionamiento una planta de generación de energía geotérmica en la frontera con Ecuador de 100 MW.
- En Bahía Málaga y otras zonas del Pacífico lograrían desarrollarse proyectos de generación eléctrica a partir de corrientes de marea, alcanzando los 120 MW.

Las fuentes de energías alternativas distribuidas en diferentes regiones del país servirán como instrumento para promover el desarrollo rural, no solamente a través de los recursos correspondientes a transferencias e impuestos que se pagan a los municipios, sino también mediante la conformación de cadenas productivas en los distintos departamentos.

Con base en los anteriores supuestos, la participación de las fuentes alternativas de energía para los años 2020 y 2030 quedaría como se indica a continuación.



Fuente: Elaboración propia

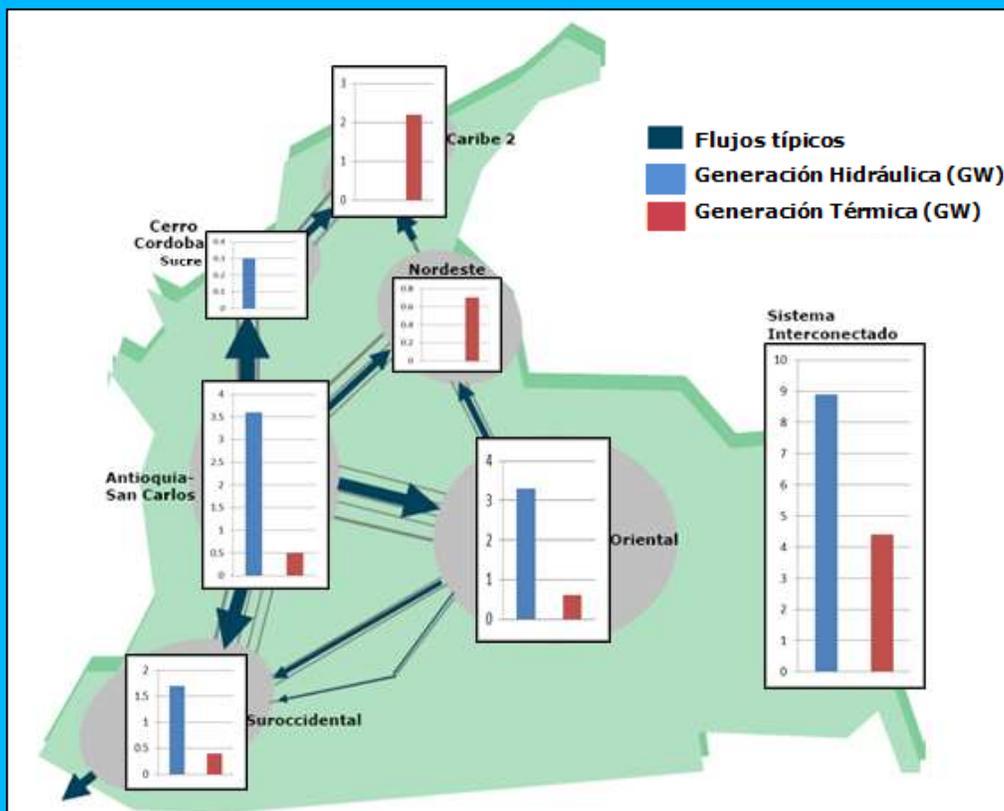
Tecnología	Capacidad Instalada (MW)		
	2010	2020	2030
PCH	518.8	739	2186
Cogeneración (Biomasa)	54.9	121	544
Eólica	18.4	250	750
Geotérmica	0	50	150
Mares	0	0	120
Total	592.1	1160	3750

Fuente: Elaboración propia

La potencia máxima proyectada para el año 2030 es de 17588 MW mientras que la capacidad del sistema sin contar la generación térmica sería de 20573.5 MW, lo cual significa como ya se había señalado anteriormente que solo a partir de fuentes alternativas y renovables se podría cubrir la demanda por potencia con un margen de reserva del 11.3 %, sin embargo la demanda de energía podría ser satisfecha sin fuentes térmicas solo en escenarios de alta hidrología.

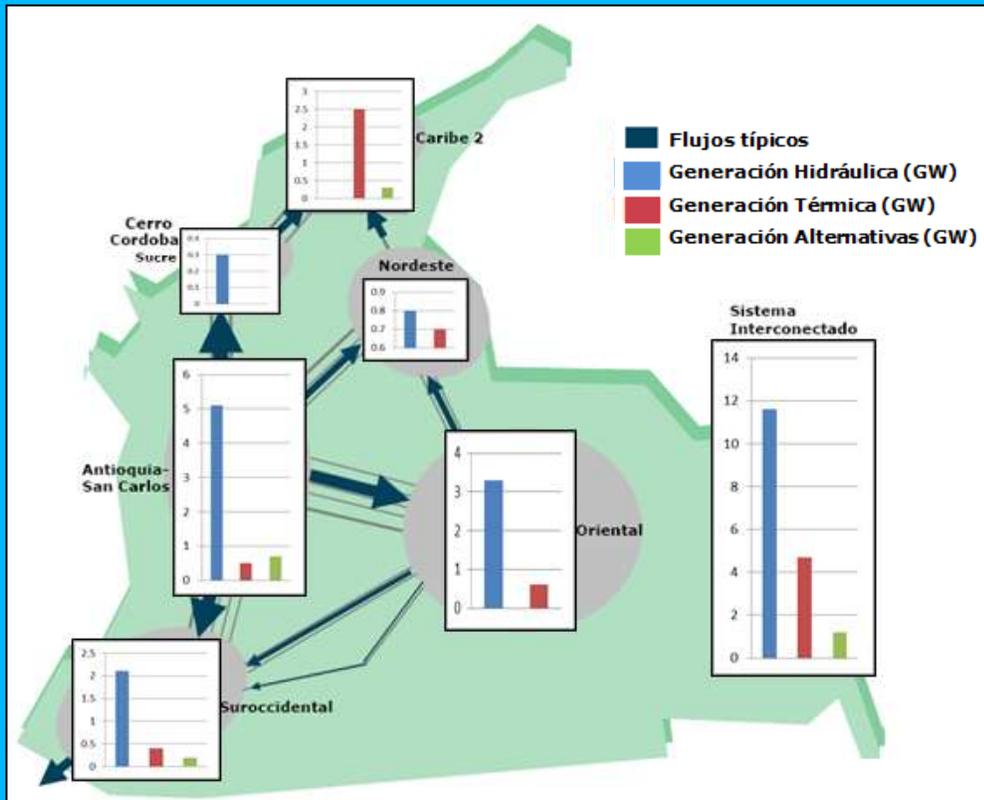
#### h) Proyección de distribución regional de recursos de generación.

Como se había mencionado en el numeral 6.4.6, la distribución regional de los recursos de generación en el año 2010 sin considerar fuentes alternativas es la siguiente:

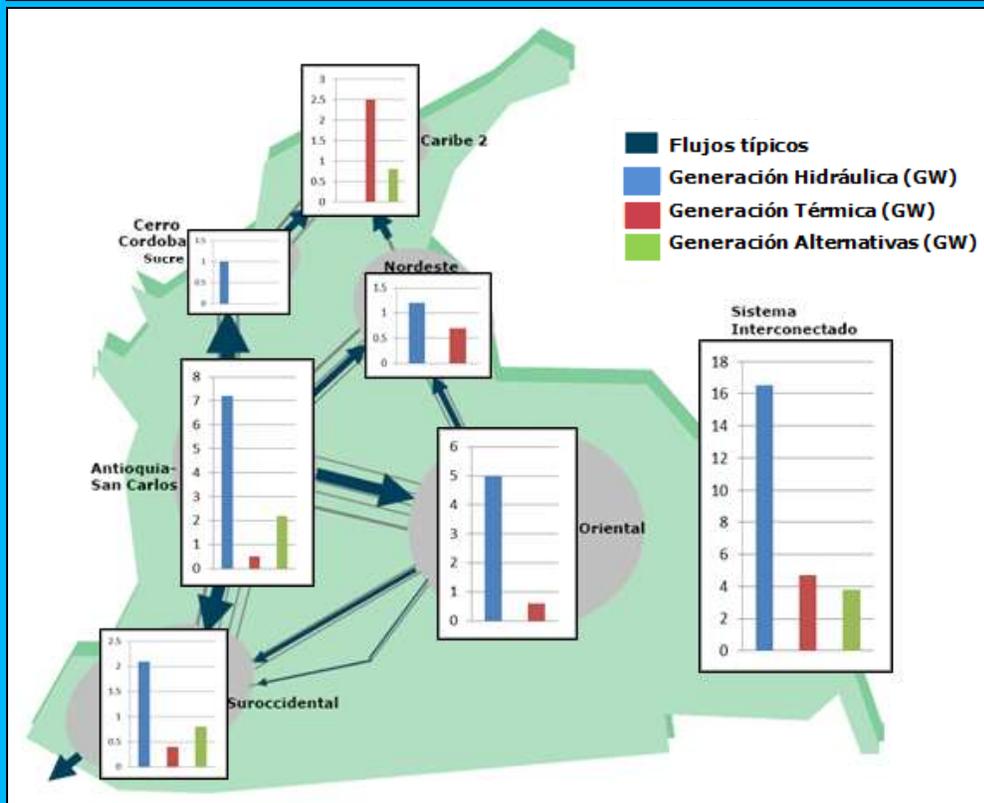


A partir de los supuestos anteriormente descritos, los recursos de generación incluyendo las fuentes alternativas, estarían distribuidos de la siguiente forma:

**Año 2020:**



**Año 2030:**



Fuente: Elaboración propia

## 6.5. Eficiencia energética.

La eficiencia energética se refiere a la utilización óptima de las fuentes de energía lo cual significa mantener el mismo nivel de los servicios prestados utilizando la menor cantidad posible de recursos. Los indicadores para su valoración corresponden al cociente entre la cantidad de producto obtenido de un proceso por unidad de energía consumida.

La Organización Latinoamericana de Energía OLADE ha establecido su línea de acción con la consigna “*Hacer de la eficiencia energética, un recurso sostenible en América Latina y el Caribe*”. De acuerdo con esta organización, la aplicación de medidas de eficiencia energética en la región lograría un ahorro de hasta tres billones de dólares en un período de 25 años a partir del 2007 con una reducción de dos mil millones de toneladas de dióxido de carbono; por lo tanto la mejora en la eficiencia de los procesos, instalaciones y equipos debería estar acompañada de campañas masivas y labor institucional que conduzcan hacia la transformación de la eficiencia energética en una política de estado.<sup>43</sup>

El uso eficiente y racional de los recursos es una política de Estado en Colombia. El 3 de octubre de 2001 el Congreso de la República expidió la Ley 697 mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. En su artículo 1º declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales. Por otra parte, el Plan Energético Nacional 2006-2025 plantea igualmente dentro de sus objetivos y estrategias la gestión eficiente de la demanda y el uso racional de energía.

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía tiene las funciones de fomentar y diseñar los programas de uso racional de energía, en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias, como también fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de energía.<sup>44</sup>

El Ministerio de Ambiente y la UPME cuentan con un plan de trabajo para la articulación de acuerdos internacionales, como la Convención de Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto, que fomentan la política de eficiencia y de gestión de la demanda. Dentro de los instrumentos generados por este Protocolo se encuentran los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

A través de este instrumento, los países más contaminantes tienen la posibilidad de invertir en un proyecto que se ejecute en un país en desarrollo y utilizar las reducciones o capturas de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) de dicho proyecto para cumplir con sus compromisos de reducción de emisión de GEI.

<sup>43</sup> Recuperado 15 de Enero, 2012, de <http://www.olade.org/noticia/olade-trabaja-por-la-eficiencia>

<sup>44</sup> Presidencia de la República de Colombia; *Decreto 255 de enero 28 de 2004*

Este mecanismo de “compensación” de emisiones se ha identificado como una fuente de inversión extranjera y de divisas de gran potencial para países como Colombia.

Colombia es el cuarto país de Latinoamérica en número de proyectos MDL registrados ante la ONU, y el número 11 del mundo, contando con 154 proyectos en el año 2011 de los cuales 66 cuentan con aprobación nacional, 29 se encuentran registrados ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre cambio Climático CMNUCC y 10 proyectos con Certificado de Reducción de Emisiones (CERs).

En Colombia no existe un uso adecuado de los recursos energéticos por desconocimiento de los conceptos básicos sobre eficiencia energética. Los principales logros en el uso eficiente de la energía se han obtenido en el sector de grandes industrias, gracias a que lograron desde hace mucho tiempo comprender sus beneficios económicos y han contado con mecanismos para cuantificarlos.

El Grupo sobre Eficiencia Energética de la Universidad Pontificia Bolivariana considera que existen en el país varios obstáculos para el uso eficiente de los recursos y menciona entre otros:

- Escaso conocimiento técnico y falta de capacitación técnica.
- Temor para afrontar el cambio y nuevas propuestas.
- Inexistencia de mecanismos de financiamiento.
- Falta de compromiso para acatar y generar políticas integrales.
- Falta de conciencia para medir y valorar los consumos de energía.
- Precios subsidiados
- Inestabilidad del mercado energético
- Dificultad para conocer el costo real de la Energía.

Por otro lado, se ha avanzado en los siguientes aspectos:

- Sustitución de bombillas incandescentes por bombillas de bajo consumo.
- Concientización tanto de la población como de los agentes del sector energético.
- Acuerdo general sobre la necesidad de los programas de eficiencia energética.

Se han venido dando mejores hábitos de uso de la energía y mejoras en cuanto a eficiencia energética a partir de la concientización, educación y orientación de la población y los sectores económicos. Adicionalmente la incorporación de equipos eficientes, la capacitación de técnicos y el financiamiento de programas han permitido conseguir un importante ahorro de energía, lo cual significa que la eficiencia energética es un factor significativo a considerar en la política energética nacional, que va de la mano con la política mundial contra el cambio climático y la necesidad de reducción global de las emisiones de gases de efecto invernadero.<sup>45</sup>

---

<sup>45</sup> UPME, *Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Expansión de Referencia para la Generación y Transmisión Eléctrica 2010*

## Capítulo 7 – La Responsabilidad Social Empresaria en el desarrollo de energías alternativas en Colombia

En diciembre de 2009 se llevó a cabo en Copenhague por iniciativa de la Organización de las Naciones Unidas la Conferencia sobre el Cambio Climático a la que asistieron los principales líderes mundiales, con el fin de encontrar soluciones al problema del calentamiento global y teniendo como antecedente el cumplimiento de los objetivos propuestos en el protocolo de Kioto que estará finalizando en 2012, siendo Estados Unidos el único país que no lo ratificó.

El interés de las administraciones públicas por la preservación del medio ambiente es una forma de vinculación de las mismas con los temas de Responsabilidad Social Empresaria. Políticas como “Merton Rule”<sup>46</sup> en el Reino Unido y la legislación impositiva en contra de las emisiones de gases contaminantes en varios países con el compromiso de reducirlas hacen que las decisiones orientadas a preservar los recursos naturales y el medio ambiente tanto a nivel público como privado ya no sean de carácter opcional.

Más allá de los acuerdos internacionales, las instituciones gubernamentales no solamente deberían velar por la promulgación de leyes y control de políticas de Responsabilidad Social Empresaria por parte de las compañías privadas, sino que también deberían revisar el cumplimiento de las normas relacionadas a nivel de las propias empresas públicas y fomentar el apoyo de proyectos o negocios sustentables que terminarían beneficiando a la mayoría de la población. Esto debería estar enmarcado dentro de un plan estratégico de desarrollo que no dependa de los gobiernos de turno y cuya importancia sea de conocimiento y aceptación pública.

Colombia no cuenta con un plan de este tipo y tiene una gran variedad de recursos naturales que podrían favorecer el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias. Para llegar al diseño del Plan Estratégico de Desarrollo de Energías Alternativas, se ha considerado al país como una unidad empresarial con la implementación de fuentes alternativas de energía como la ventaja competitiva<sup>47</sup> a desarrollar.

### 7.1. La Ética y la Cooperación

Colombia posee una gran cantidad de recursos naturales y características geográficas que le han permitido conseguir una economía diversificada, sin embargo presenta un alto nivel de pobreza y bajo desarrollo.

La generación de energía eléctrica en el país está basada en recursos hídricos que son afectados considerablemente por períodos largos de sequía y en fuentes de combustibles fósiles con suficientes reservas para algunos años más y que generan contaminación del medio ambiente.

---

<sup>46</sup> <http://www.merton.gov.uk/living/planning/planningpolicy/mertonrule.htm>

<sup>47</sup> Michael Porter; *Competitive Strategy*, The Free Press, New York, 1980

El Plan Estratégico para el Desarrollo de Energías Alternativas en Colombia sería económicamente viable, lo cual debería facilitar la obtención de los recursos necesarios para su implementación, sin embargo como sucede con algunos proyectos en las empresas, el apoyo requerido para llevarlos a término no solamente depende de su evaluación y valuación sino de otros factores, sobre todo cuando están relacionados con la administración pública.

Teniendo en cuenta el utilitarismo existente actualmente en la política, el Plan mencionado debería ser de interés para la administración pública, sin embargo esto depende en gran medida de la ética de los funcionarios responsables de la gestión de los proyectos, que por lo general es más de resultados que de principios.

En un lugar como la República de Colombia, inmersa dentro de un sistema económico capitalista, resulta utópica la aplicación de un modelo de sociedad igualitaria<sup>48</sup>, por eso es importante que el Plan Estratégico involucre a todos los grupos de interés, de la misma forma que son vinculados los stakeholders, para alcanzar la visión de una empresa.

La visión buscada desde el Plan Estratégico para Desarrollo de Energías Alternativas tendría todas las características de la “visión compartida” descrita por Peter Senge en su libro *La Quinta Disciplina*<sup>49</sup>.

Como la solución ideal en el dilema del prisionero, el éxito de la implementación del Plan dependería de la colaboración lograda mediante comunicación abierta y transparente entre todos los grupos involucrados, pero sobre todo si es posible garantizar que todas las actividades incluidas dentro del plan relacionadas en mayor medida con la administración pública pudieran ejecutarse de forma ética.

## **7.2. La sustentabilidad en entornos globalizados: Governance vs. Government**

Siguiendo con la analogía desde el management empresarial, la administración pública nacional obedece a un modelo tradicional de Government; sin embargo para que el Plan Estratégico logre los resultados esperados se requiere un cambio hacia el Governance que consiga decisiones sustentables donde el gobierno tenga, más que el poder, la responsabilidad de cumplir y hacer cumplir buenas prácticas de gobierno.

Debido a la cantidad de intereses particulares existentes a nivel de la gestión pública, unos más visibles que otros, se hace difícil el camino hacia el desarrollo y el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos. Adicionalmente no hay un proceso de comunicación adecuado que permita que todos los grupos de interés relacionados con proyectos dentro de un plan estratégico tengan la información necesaria antes de su ejecución y contribuyan a identificar los problemas que se puedan presentar o inclusive puedan sugerir mejores prácticas para llevarlos a cabo.

---

<sup>48</sup> Jhon Rawls; *Teoría de la Justicia*, 1971

<sup>49</sup> Peter Senge; *La Quinta Disciplina: el arte y la práctica de la organización abierta al aprendizaje*, Gránica, Buenos Aires 2007.

Existen empresas que no le dan la debida importancia al proceso de planeación, sino que fijan sus objetivos en términos de tiempo de salida al mercado de sus bienes o servicios. Bajo esta premisa muchas veces deben enfrentar problemas que pudieron ser evitados con una planeación adecuada. En el campo tecnológico por ejemplo, el tiempo mencionado es una de las principales ventajas competitivas de las empresas, sin embargo no va en contra de la calidad de los productos que es controlada durante todo el proceso, adicionalmente las actividades definidas obedecen a un plan estratégico que busca maximizar el valor a lo largo de toda la cadena.

Con el fin de alcanzar la sustentabilidad, la estrategia para el desarrollo de energías alternativas en Colombia debe incorporarse a los planes energéticos nacionales y a los planes de expansión en generación y transmisión que elabora el Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME, de tal forma que se pueda garantizar un adecuado proceso de planeación y la implementación de los debidos controles de desarrollo de los proyectos por parte del Estado.

En la gestión pública desde el punto de vista de gestión de empresa se puede hacer una analogía entre la dirección corporativa y la dirección política de una jurisdicción. En los sistemas democráticos los gobiernos no se nombran por tiempo indefinido al igual que lo que sucede con los equipos directivos en las empresas, aunque existen algunas excepciones. Un gran problema que se debe enfrentar es la carencia de planes estratégicos a largo plazo, o el hecho de que cuando existen, la administración pública prefiere siempre apoyar los proyectos cuyos resultados se den a corto plazo de tal forma que puedan ser presentados a la sociedad como fruto de su gestión. El Plan Estratégico de desarrollo de energías alternativas tiene que fijar objetivos tanto a mediano como a largo plazo debido a los tiempos de construcción de los proyectos, y por lo tanto debería estar al margen de los intereses particulares del gobierno en ejercicio.

Los principios del Governance referentes a apertura, participación, responsabilidad, eficacia y coherencia deberían estar presentes en el momento de analizar, evaluar, decidir, ejecutar y controlar las actividades dentro del Plan Estratégico para el país, orientado al beneficio de la población en general. Esto deberá estar acompañado de un mecanismo de comunicación adecuado para concientizar a los ciudadanos acerca de los objetivos que se pretenden alcanzar y la forma de lograrlos, que los haga partícipes y los comprometa con el Plan, de la misma forma que en una empresa los stakeholders son alineados con la estrategia.

### **7.3. Balance Social**

De la misma forma que sucede en las empresas, la administración pública presenta con determinada periodicidad un balance económico-financiero que se da a conocer a la opinión pública; sin embargo es natural que la mayoría de la población no tenga conocimiento de las cifras o no les de su debida importancia. Ese desinterés por parte de los ciudadanos con respecto a los resultados de los diferentes proyectos llevados a cabo o la falta de un análisis objetivo de los mismos es una de las razones por las cuales fácilmente se cometen actos de corrupción a los cuales lamentablemente la gente termina habituándose, entonces disminuye su interés por los asuntos públicos agudizando el problema.

Una administración pública responsable debería en lo posible hacerse cargo de las empresas de servicios básicos como el agua y la energía eléctrica, de esa forma se podría tener un mayor control sobre la utilización de los recursos y se facilitaría el apoyo a las iniciativas que surjan para preservarlas. En Colombia, la prestación de estos servicios tiende hacia la privatización, adicionalmente no existe interés por parte de la administración pública de exigir a las empresas proveedoras un Balance Social y solamente se hacen públicos balances económicos que evidencian importantes márgenes de rentabilidad para los accionistas, a pesar de las deficiencias en la prestación de los servicios por parte de estas empresas que tienen su cuota de mercado asegurada.

El Balance Social de las empresas públicas debería incluir el detalle de las inversiones que son realizadas para beneficio de la comunidad, enfocadas hacia la mejora de prestación de los servicios o a la optimización de los procesos en las empresas prestadoras que podrían llevar a una disminución de las tarifas para los usuarios, de esa forma tanto las empresas como la población se verían beneficiados, ya que podría por ejemplo ampliarse la cobertura o mejorarse conjuntamente con la administración pública el manejo de subsidios.

Con respecto a los proyectos de desarrollo de energías alternativas en Colombia, al igual que el Balance Ambiental se debería incluir el Balance Social, donde se relacionarían por ejemplo las fuentes de empleo a generar y la población que se vería beneficiada con las nuevas economías resultantes. Colombia cuenta con importantes recursos para el desarrollo de estos proyectos de generación que resultarían en un Balance Social positivo y que siendo adecuadamente presentados en las comunidades, generarían el apoyo necesario para sacar adelante nuevas iniciativas.

Un ejemplo de Balance Social positivo es el resultante del primer parque eólico del país, Jepírachi, ubicado en la Guajira, construido con la autorización de la comunidad Wayuu para el uso de su territorio y con el permiso de la Corporación Autónoma Regional de la Guajira, Corpoguajira, para la ejecución de las obras. Con respecto a la gestión social se adelantaron entre otros los siguientes procesos<sup>50</sup>:

- Consulta previa, concertación y legitimación con los diferentes actores.
- Cumplimiento del 100% de todas las medidas compensatorias concertadas en el proceso.
- Fortalecimiento comunitario: acompañamiento permanente a la organización indígena y a su fundación Anna Watta Kai.
- Fortalecimiento institucional: mesas de trabajo conjuntas entre el Municipio, la Gobernación, las instituciones, la comunidad y Empresas Públicas de Medellín (EPM).
- Seguimiento conjunto a los resultados de convenios interinstitucionales.
- Estrategia de contratación social con la fundación indígena.

Las inversiones en gestión ambiental y social por parte de EPM superaban los \$1400 millones durante los primeros 3 años de operaciones del parque eólico, destacándose acciones como el mejoramiento integral a 56 familias, la entrega de paquetes escolares, inversión en centros de recuperación nutricional, mantenimiento preventivo de plantas desalinizadoras, capacitación en artesanías, visitas guiadas y seguimiento a gestión social y ambiental.

---

<sup>50</sup> Empresas Públicas de Medellín, EPM – *Boletín informativo*, Mayo 2007.

## Capítulo 8 - Conclusión:

La República de Colombia es un país privilegiado en cuanto a ubicación geográfica, relieve y recursos naturales, lo cual representa una ventaja competitiva que debe ser eficientemente utilizada por parte de la administración pública para mejorar los niveles de desarrollo y por lo tanto la calidad de vida de su población mayoritariamente concentrada en centros urbanos.

La economía colombiana ha venido presentando un acelerado crecimiento a partir del año 2002 debido a las mejoras en seguridad, al crecimiento de los precios internacionales para las materias primas y las políticas económicas de favorecimiento de la inversión extranjera impulsadas en los últimos gobiernos. Colombia es principalmente un exportador de commodities o materias primas y sus principales ingresos provienen del petróleo, sin embargo existen otros productos de exportación no tradicionales que han venido aumentando su participación gracias a los tratados de libre comercio (TLCs).

El crecimiento económico debe estar acompañado de procesos de planeación estratégica que permitan la mejor utilización de los recursos con los que cuenta el país, de tal forma que indicadores como los de desempleo o pobreza puedan reducirse a partir de la conformación de nuevas empresas que aprovechen las ventajas de los tratados de libre comercio para exportar productos de valor agregado, la eficiencia en el uso de los recursos permitirá mejorar los indicadores de productividad. En términos energéticos el país cuenta con los recursos suficientes para soportar un esperado crecimiento en la industrialización.

Los combustibles fósiles y sus derivados tienen el mayor peso en la matriz energética de Colombia. A nivel del consumo final de energía, el principal incremento se ha presentado en el gas natural que duplicó su producción entre el año 2000 y el 2009 básicamente por la construcción de plantas térmicas, sin embargo se calculan reservas suficientes solo hasta el año 2018 y adicionalmente el mercado de este recurso presenta algunos problemas.

Con respecto a la energía eléctrica, se espera que sea la de mayor crecimiento teniendo en cuenta entre otros aspectos la creciente inversión extranjera en el país que representará una mayor industrialización; en el sector transporte el avance hacia la utilización de vehículos eléctricos; el importante impulso al sector minero por parte del gobierno y el interés de convertir a Colombia en el principal exportador de energía eléctrica hacia Centroamérica y países vecinos.

La mayor parte de la generación de energía eléctrica está basada en los recursos hídricos y se complementa con fuentes de combustibles fósiles. A raíz del racionamiento de 1992 y 1993 se definió como una política de Estado la diversificación de las fuentes de generación con que contaba el país para reducir la vulnerabilidad del sector eléctrico ante eventos climatológicos extremos como el fenómeno del Niño, sin embargo los Planes de Expansión de Referencia y otros documentos relacionados con el futuro energético del país no dan señales claras de apoyo al desarrollo de fuentes de energías alternativas que puedan ser integradas al SIN. Por otro lado, el mercado de generación eléctrica en Colombia presenta características de oligopolio moderado, de tal forma que la investigación de otras fuentes alternativas está siendo realizada principalmente por las empresas existentes, lo cual dificulta la participación de nuevos agentes en el sector.

Dentro de los logros destacables en cuanto a la promoción de otras fuentes de energía para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles; se ha incrementado en los últimos años el desarrollo del biodiesel y de otros biocombustibles con apoyo del gobierno. Teniendo en cuenta que el sector transporte es uno de los mayores consumidores de energía, el incremento de los cultivos energéticos al igual que el ingreso de los primeros vehículos eléctricos al país sugiere que los combustibles fósiles reducirán su participación dentro de la matriz energética al tiempo que se requerirá mayor energía eléctrica a partir de fuentes preferiblemente renovables.

El Plan Estratégico de Desarrollo de Energías Alternativas ha sido planteado a partir de los intereses estimados de los diferentes stakeholders y de algunos factores identificados en el análisis DOFA, sin embargo un estudio más profundo podría incluir la realización de encuestas y/o entrevistas con agentes del sector eléctrico que permitieran establecer con mayor precisión el interés real en temas como diversificación de las fuentes de generación, reducción de las tarifas o mejoras en la prestación del servicio de energía eléctrica; de hecho sería constructivo a pesar de la complejidad, poder alinear los planes estratégicos gubernamentales con los de las entidades privadas que intervienen en el sector.

En el diseño del Plan Estratégico se han tenido en cuenta las principales variables del sector eléctrico en los últimos años, partiendo de la composición del parque generador, identificando otros factores como la distribución de los recursos de generación en el país y el comportamiento de la demanda de energía y potencia. Para la formulación de la estrategia en todos los casos se asume que las líneas de transmisión soportarían el crecimiento de la capacidad del SIN, ya que los proyectos se llevarían a cabo en lugares de acceso a las principales líneas existentes.

El Plan Estratégico de Desarrollo de Energías Alternativas permite confirmar que la hipótesis de satisfacer la totalidad de la demanda de energía eléctrica únicamente a partir de fuentes renovables y alternativas en el mediano y largo plazo no es válida, y que esto solamente podría lograrse en el escenario de alta hidrología. Igualmente logrando la meta gubernamental del 6.5% de capacidad en fuentes alternativas en el 2020, y la propuesta en este plan del 15% en el 2030, sería necesaria la generación térmica en años de escasa precipitación.

El desarrollo de las fuentes alternativas estaría basado principalmente en el crecimiento de PCH que pueden ser construidas en tiempos más cortos y distribuidas por todo el territorio nacional. Mediante las líneas de transmisión requeridas podrían instalarse en zonas distintas a la Andina y Caribe, que son las más afectadas por sequía durante el fenómeno del Niño. Por otro lado, en la medida en que comiencen a desarrollarse los proyectos adicionales de energía eólica en la región Caribe, es muy probable que su participación aumente de manera considerable en los próximos años, más allá de los valores estimados en este Plan, sin embargo es necesaria la extensión o el reforzamiento de las líneas de transmisión correspondientes existentes en esta zona.

Desde el punto de vista de la administración pública, la viabilidad del Plan de Desarrollo de energías alternativas se daría en la medida en que se estimulara el desarrollo de fuentes como la eólica, por ejemplo mediante tarifas diferenciales o a través de mecanismos como la penalización de emisiones de gases contaminantes.

## **Bibliografía:**

SENGE, P.: *La Quinta Disciplina*, Granica, Buenos Aires, 2007

PORTER, M.: *Competitive Strategy*, The Free Press, New York, 1980

PORTER, M.: *The Competitive Advantage of Nations*, The Free Press, New York, 1990

BANCO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA: *Biblioteca Virtual*

INSTITUTO GEOGRAFICO AGUSTIN CODAZZI: *Mapas de Colombia*

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ESTADISTICA DANE: *Censo 2005*

CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA: *The World Factbook 2011*

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Balances Energéticos*

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Revista Escenarios y Estrategias*, 2008

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Proyecciones regionales de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*, 2009

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024*

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Plan Energético Nacional 2006-2025*

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGÉTICA UPME: *Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025*

FEDESARROLLO: *Cuadernos de Fedesarrollo 2009*

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION DNP: *Documentos Conpes Económicos 2008*

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM: *Estudio Nacional del Agua 2010*

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER UIS: *Atlas del Potencial energético de la Biomasa Residual en Colombia*, 2011

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES: *Revista de Ingeniería*, Noviembre 2008

TORRES PARRA, R.: *Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos, 2003*

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP) 2007:  
*Review of Policy Framework for Increased Reliance on Renewable Energy in Colombia*

BANCO DE INICIATIVAS REGIONALES PARA EL DESARROLLO DE ANTIOQUIA,  
*Potencial Hidroeléctrico de Antioquia: Inventario, perspectivas y estrategias, 2010.*

## **Apéndices:**

Anexo 1. Clasificación de las Fuentes de Energía

Anexo 2. Flujo Energético de Colombia 2009

Anexo 3. Balance Energético para el año 2009

Anexo 4. Proyección Anual de Demanda de Energía Eléctrica

Anexo 5. Proyección Anual de Potencia Máxima

Anexo 6. Escenarios de generación 2010 – 2020 según crecimiento del PIB

Anexo 7. Escenarios de generación 2020 – 2030 según crecimiento del PIB

## **Anexo 1 – Clasificación de las Fuentes de Energía**

La principal fuente de energía con la que cuenta el planeta es el sol, que ha proporcionado al hombre luz y calor desde siempre, sin embargo es solamente ahora, en los últimos años cuando se han empezado a desarrollar en mayor medida tecnologías para su aprovechamiento. Cuando el hombre descubrió las fuentes de combustibles fósiles creyó que eran un recurso inagotable, por eso rápidamente se convirtieron en las principales fuentes de energía utilizadas y se consolidaron como fuentes “tradicionales”. A partir de esas definiciones, el desarrollo e implementación de otras fuentes de energía como la solar, eólica, mareomotriz o geotérmica fue considerado como “alternativa”, sin embargo el aumento en su utilización y la búsqueda de reducción en el uso de combustibles fósiles hace que esa diferenciación entre tradicional y alternativo sea cada vez más compleja, de hecho es difícil pronosticar en algunas pocas décadas cuales serán las fuentes de energía vigentes.

En los últimos años se ha tenido un reconocimiento de los problemas que ha generado al medio ambiente la industrialización basada en fuentes de energía contaminantes y la falta de conciencia del hombre con respecto al cuidado del planeta. Probablemente esto no hubiera sucedido si la naturaleza misma no hubiese empezado a manifestarse en consecuencia, a través de fenómenos climáticos que cada vez se vuelven más frecuentes e impredecibles. El tema del calentamiento global ya es cotidiano y el cambio profundo que requiere la humanidad hacia la protección de los recursos naturales apenas está comenzando.

Con el fin de mejorar los estudios existentes en materia de energía a nivel mundial, organizar las distintas fuentes existentes en categorías y facilitar estadísticas y comparaciones entre los países, con un esfuerzo de varios años de la Organización de las Naciones Unidas se ha logrado definir un primer estándar de clasificación de energía.

### **Estándar Internacional de Clasificación de Energía <sup>51</sup>**

La Comisión de Estadística de la Organización de las Naciones Unidas en su sesión número 24 de 1987 emitió una solicitud inicial para realizar una clasificación de la energía, sin embargo la falta de consenso internacional a nivel de los energéticos no permitió desarrollarla en ese momento.

La mencionada Comisión en su sesión número 40 llevada a cabo entre el 24 y el 27 de febrero de 2009 acogió con beneplácito el reporte del Secretario General sobre la preparación de las recomendaciones internacionales revisadas y actualizadas para estadísticas de energía y expresó su reconocimiento por la labor realizada por la División de Estadística de la ONU, el Grupo de Oslo sobre Estadísticas de Energía, el Grupo de Trabajo Intersecretarial sobre Estadísticas de Energía (InterEnerStat) y otros grupos de interés. La Comisión hizo suya la estrategia de la División de Estadística de las Naciones Unidas acerca de preparar las Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de la Energía (International Recommendations for Energy Statistics - IRES) y sugirió que la preparación de las recomendaciones fuera considerada como un asunto de alta prioridad.

---

<sup>51</sup> United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Statistics Division, *Towards a Standard International Energy Classification*, New York, September 2009.

IRES está siendo desarrollada de acuerdo con las decisiones de la Comisión de Estadística de la Organización de las Naciones Unidas en sus sesiones 36 y 37, en las cuales se reconoció la importancia de las estadísticas de energía, se recomendó su desarrollo como parte de las estadísticas oficiales y se pidió la revisión y un mayor desarrollo de estándares internacionales pertinentes. Estas decisiones siguieron un programa de revisión de estadísticas de energía conducido por el Departamento de Estadísticas de Noruega y las recomendaciones del grupo de expertos Ad-Hoc de Estadísticas de Energía efectuados en el año 2005.

La preparación del Estándar Internacional de Clasificación de Energía (Standard International Energy Classification, SIEC) es vista como uno de los elementos claves de IRES. SIEC está basado en definiciones internacionales consensuadas sobre energéticos que se encuentran actualmente bajo discusión en InterEnerStat y proveen su correspondencia con el Sistema de Codificación y Descripción de Mercancías (Harmonized Commodity Description and Coding System, HS) y la Clasificación Central de Productos (Central Product Classification, CPC).

En vista del progreso que se ha alcanzado en la armonización de las definiciones de los energéticos, la preparación del SIEC es factible y permitirá:

- Facilitar nuevas mejoras en los programas nacionales de estadísticas de energía mediante la provisión de estándares internacionalmente reconocidos para las definiciones de energéticos y sus agregados.
- Facilitar el procesamiento de datos sobre energía a nivel nacional e internacional mediante un sistema de codificación numérico y jerárquico.
- Garantizar un mejor análisis comparativo internacional de los datos nacionales de difusión.
- Facilitar la vinculación de datos sobre las existencias y flujos de los energéticos con datos de comercio internacional en materia de energía y otras estadísticas económicas.
- Proveer una correspondencia de los energéticos con el Sistema de Codificación y Descripción de Mercancías (Harmonized Commodity Description and Coding System, HS) y la Clasificación Central de Productos (Central Product Classification, CPC).

Con el fin de definir con precisión el estándar, se hace igualmente necesario definir los energéticos que serán cubiertos. En general, de acuerdo con el reporte de la cuarta reunión del grupo de Oslo, el término de energéticos hace referencia a los combustibles, calor, energías renovables, electricidad y cualquier otra forma de energía.

Teniendo en cuenta que casi todos los materiales pueden ser quemados y utilizados para la generación de calor y por lo tanto de energía, definir energético a cualquier material que pueda ser usado como fuente de energía no es práctico. Los energéticos deben ser incluidos en estas estadísticas solamente cuando son utilizados para propósitos energéticos y solamente la parte utilizada para estos propósitos debe ser incluida.

La siguiente tabla presenta la lista de energéticos considerados para la clasificación en SIEC.

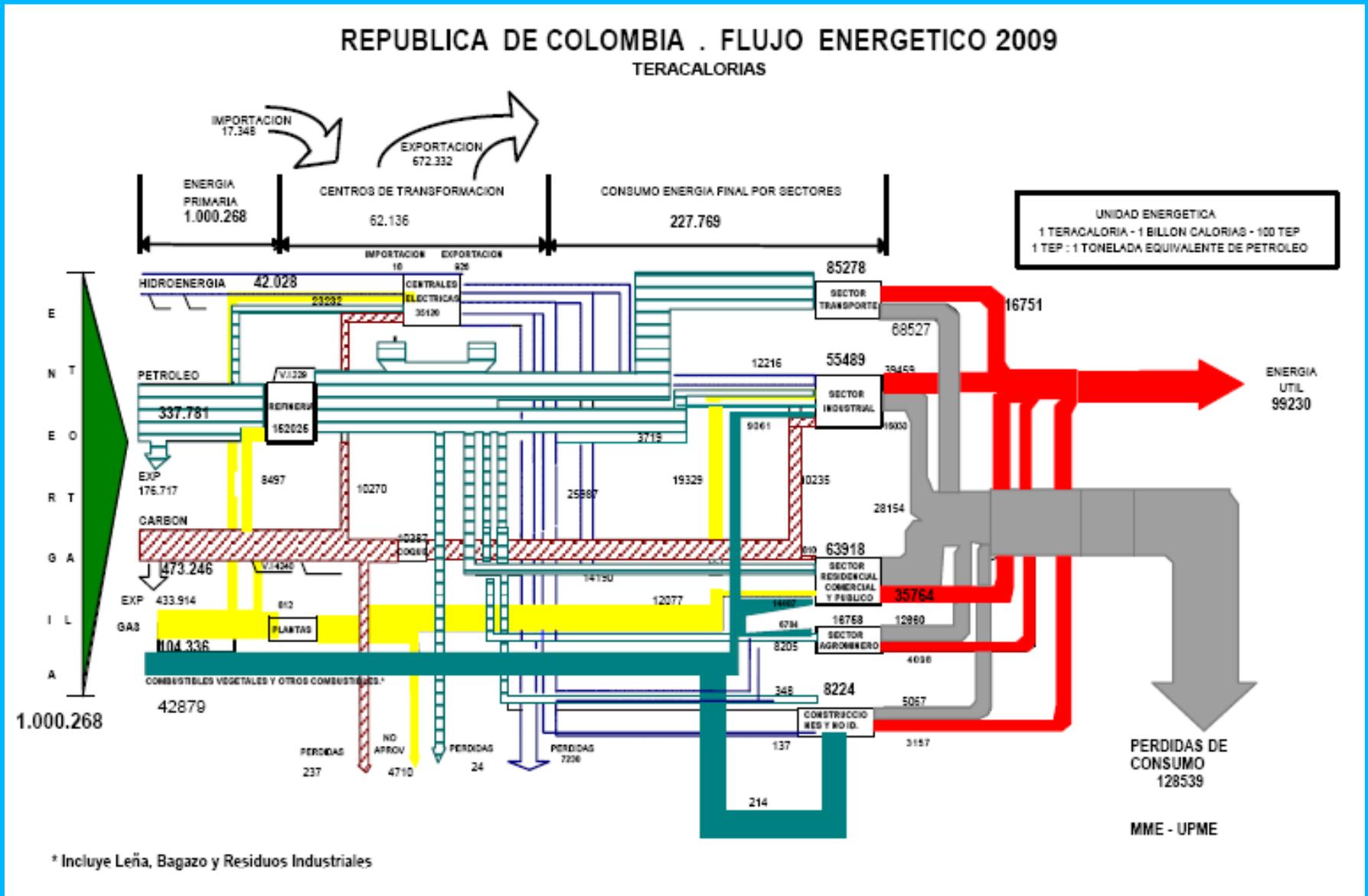
Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
Combustibles fósiles sólidos y productos derivados				
	Carbón			
		Antracita (Hard Coal)		
			Antracita	
			Carbón Bituminoso	
				Coque (destilación de la hulla)
				Otros carbones bituminosos
		Lignito (Brown Coal)		
				Carbón sub-bituminoso
				Lignito
	Turba			
		Turba (Sod peat)		
		Turba granulada		
	Coque			
		Coque carbonizado		
		Coque fino		
		Gas de coque		
		Coque de Lignito		
		Semicoques		
	Gases recuperados			
		Gas producido durante la transformación de carbón a coque		
		Gas de fábricas		
		Gas de alto horno		
		Gas de horno básico de oxígeno		
		Otros gases recuperados		
	Briquetas			
		Aglomerados		
		Briquetas de Lignito		
		Briquetas de Turba		

	Otros combustibles fósiles sólidos o productos derivados			
		Petróleo de Esquisto		
		Arenas bituminosas, arenas de alquitrán o arenas de petróleo		
		Bitumen natural		
		Brea de carbón		
		Otros productos de energía derivados del carbón		
Calor y electricidad				
	Energía eléctrica			
	Energía calórica			
	Energía renovable y combustibles			
		Energía Solar		
		Energía Eólica		
		Energía Undimotriz		
		Energía Hidráulica		
		Energía Mareomotriz		
		Energía Geotérmica		
Bioenergía y residuos				
	Biocombustibles sólidos			
		Leña, residuos de madera y derivados		
		Agrocombustibles		
			Bagazo	
			Desechos animales	
			Otros materiales y residuos de origen vegetal	
		Carbón vegetal		
		Residuos industriales		
		Residuos municipales		
	Biocombustibles líquidos			

		Biogasolina		
		Biodiesels		
		Licor negro		
		Otros biocombustibles líquidos		
	Biogases			
		Gas de vertedero		
		Gas de lodos de aguas residuales		
		Otros biogases		
Combustibles fósiles líquidos y gaseosos y productos derivados				
	Petróleo crudo			
		Convencional		
		No Convencional (Petróleo de arena bituminosa, depósitos de bitumen, petróleo de esquisto)		
	Gas Natural			
		Gas natural húmedo		
		Gas natural seco		
	Gases Naturales Líquidos (NGL)			
	Materia Prima de Refinería			
	Aditivos /Oxigenados			
	Otros Hidrocarburos			
	Gas de Refinería			
	Etano			
	Gas Licuado del Petróleo (LPG)			
		Propano		
		Butano		
		Mezcla de LPG		
	Naftas			
	Gasolina de Aviación			
	Gasolina de Motor			

	Gasolina Tipo Combustible de Jet			
	Queroseno			
		Queroseno Tipo Combustible de Jet		
		Otros Querosenos		
	Gas/Petrodiésel (Combustible de petróleo destilado)			
		Road Diesel		
		Diesel para calefacción y otros		
	Aceite combustible			
	White Spirit y SBP (Industrial Spirit)			
	Lubricantes			
	Ceras de Parafina			
	Coque de Petróleo			
	Bitumen o Betún			
	Otros derivados del Petróleo			

## Anexo 2 – Flujo Energético de Colombia 2009



### Anexo 3 – Balance Energético Nacional 2009 (Teracalorías)

	Energía Primaria								Energía Secundaria													Total		
	BZ	CM	GN	HE	LE	PT	RC	Total	AC	BI	CL	CQ	DO	EE	FO	GI	GL	GM	GR	KJ	NE	Total	Total Efectiva	
Centrales Hidroeléctricas														35120								35120		
Centrales Térmicas														12322								12322		
Central Eolica														50								50		
Autoproductores														1424								1424		
Centros Tratamiento de Gas																		634				634		
Refinerías									1652	2106			36748		32045		6985	30214	8742	11342	7779	137613		
Coquerías												5328				523						5851		
Altos Hornos																544						544		
Carboneras												3127										3127		
11_Producción	17677	473246	104336	42028	21388	337781	3814	1000268	1652	2106	3127	5328	36748	48916	32045	1068	6985	30848	8742	11342	7779	196686	1000268	
12_Importaciones													16759	18	38		346	159		29		17348	17348	
13_Exportaciones		433914	15339			176717		625970				3926	2706	926	32013		109	4351		2331		46362	672332	
14_Variación de Inventarios		4240				229		4469	-39	22			459				5	-150		665	-46	-638	3831	
15_No Aprovechado	7778		4710			95		12583															12583	
16_Pérdidas		237				24		260	-2			266		7230		60		9				7562	7823	
1_OFERTA INTERNA	9899	34855	84287	42028	21388	160811	3814	357081	1693	2084	3127	1136	50342	40778	1625	1008	7217	26797	8742	8374	7825	160748	321142	
A JUSTE	-95	86	58		-180	4565		4434	3	1	-26	-3	-338	-20	59		244	719		-58	-94	486	-4920	
2_DEMANDA INTERNA	9994	34769	84229	42028	21568	156246	3814	352646	1691	2084	3153	1139	50680	40798	1566	1008	6973	26078	8742	8432	7919	160262	316222	
21_Consumo Propio			12588			2375		14963	2	1	117		25	929	965	353	216		8742		53	11404	26367	
22_Transf/Reciclo /PerdTransf	1258	23719	33715	42028	3740	152031	229	256720				928	632		292	201						2053	62136	
Centrales Hidroeléctricas				41810				41810															6690	
Centrales Térmicas		10270	23232					33502					535		292								827	22007
Autoproductores	1258	1112	1174	219			229	3990					97			201							298	2864

Centros Tratamiento de gas			812				812															178		
Refinerías			8497			152025	160522															22909		
Coquerías		10387				6	10393															4541		
Altos Hornos		1950					1950				928										928	2334		
Carboneras						3740	3740															614		
23_Consumo Final	8736	11050	37926		17827	1840	3585	80964	1689	2082	3036	211	50023	39868	309	454	6757	26078		8432	7866	146805	227769	
Residencial Comercial y Público		810	10265		14407			25482			2938			16405			5604	288				25235	50717	
Industrial	6689	10235	19329		104	1027	2268	39651		65	98	211	1570	12216	235	454	622			169	104	15838	55489	
Transporte		5	6521			745		7271	1687	1682				40401	52	29				25484	6810	1863	78006	85278
Agropecuario y Minero	2365					3316		1103	6784	2	291			6988	1477	1			38		1178		9974	16758
Construcciones										3				66	52				269		11	2959	3359	3359
No Identificado							214	214							85			2				4564	4651	4865
231_Consumo Util	4966	6970	24327		2301	602	2040	41206	304	305	402	70	10458	31754	179	178	4350	3890		1237	4897	58024	99230	
Residencial		101	7186		1441			8727			305			13124			3618	144				17191	25918	
Comercial y Público			1268			37		1305					556	7665	1		318					8540	9846	
Industrial	4381	6868	13917		31	565	1710	27472			98	70	964	10017	172	178	412				76	11987	39459	
Transporte		1	1956					1957	304	305				7336	42	6				3702	1237	1863	14795	16751
Agropecuario y Minero	585					829		277	1691					1589	812	1			6				2408	4098
Construcciones														12	28				39			2959	3038	3038
No Identificado							54	54							64			1					65	119
232_Pérdidas Consumo	3770	4080	13600		15526	1238	1545	39758	1385	1777	2633	141	39566	8115	129	276	2407	22188		7195	2969	88781	128539	
1_CONSUMO INDUSTRIAL	6689	10235	19329		104	1027	2268	39651			98	211	1570	12216	235	454	622			265	104	15773	55424	
Alimentos Bebidas y Tabaco	6434	767	1221		92	356	1	8872						455	2279	22		178		16	21	2970	11842	
Textil y Confecciones		1244	135			135	17	1531						101	1713	9		42		19	3	1887	3418	
Calzado y Cueros		18	66			20		104						3	154	1		1				1	160	264
Maderas y Muebles		3	325			6		334						6	177					5		189	522	
Papel e Imprenta	255	1729	922			1	2042	4950						22	1031	29		35		5	2	1124	6074	
Químicos		579	8150			136	208	9073			98	12	167	1939	6		59			37	24	2343	11415	

Cemento		3468	7207			27		10701				158	1151	2				3	12	1325	12026	
Piedras Vidrio y Ceramicas		567	195		10	53		825				52	516			175		151	3	897	1723	
Hierro Acero y No Ferrosos		1857	538		1	86		2481			196	89	2248		454	113		29	6	3135	5616	
Maquinaria y Equipos		1	83		1	120		206			2	60	546	166		18			6	799	1004	
Otros		1	488			87		575				456	461						26	944	1519	
2_CONSUMO TRANSPORTE		5	6521			745		7271	1687	1682		40401	52	29			25484	6810	186 3	78007	85278	
Pasajeros Privado Interurbano			1109					1109	176	18		438					2628		163	3423	4531	
Pasajeros Privado Urbano			1630					1630	503	40		955					7162		345	9006	10636	
Pasajeros Público Interurbano			1043					1043	210	113		2713					3141		183	6359	7403	
Pasajeros Público Urbano			2021					2021	404	108		2593					6244		416	9765	11787	
Carga Urbana			391					391	190	152		3642					2800		232	7016	7408	
Carga Interurbana			326					326	204	1252		23511					3024		448	28438	28764	
Total Carretero			6521					6521	1687	1682		33853					24999		178 6	64007	70528	
Aéreo																	104	6810	23	6937	6937	
Fluvial												1935					381		34	2350	2350	
Marítimo						745		745				4274		26					11	4311	5056	
Ferroviano		5						5				339	52	3					8	402	407	
3_CONSUMO AGRICOLA Y MINERO	2365				3316		110 3	6784	2	291		6988	1477	1			38			8796	15580	
Tractores										291		3133								3424	3424	
Secado de Granos												1892	27							1919	1919	
Procesamiento Agrícola	2365				3316		110 3	6784				503	4	1						508	7291	
Riego												1459	26								1485	1485
Fumigación																	38				38	38
Otros									2				374								376	376
Total Agrícola	2365				3316		110 3	6784	2	291		6988	431	1			27				7739	14523
Iluminación													214								214	214
Fuerza Motriz													618								618	618

Otros Usos														214							214	214
Total Minero																						
4_CONSUMO RESIDENCIAL		810	10265		14407			25482			2938			16405			5604	288			25235	50717
Cocción		272	10163		1374			11808			223			5028			5004	232			10486	22294
Iluminación														2648							2648	2648
Agua Caliente			103					103						2574			37				2611	2714
Nevera														3198							3198	3198
Aire Acondicionado														426							426	426
Otros														694							694	694
Total Urbano		272	10265		1374			11911			223			14569			4563	163			19518	31429
Total Rural		538			13033			13571			2715			1837			563	56			5171	18743

## Anexo 4 – Proyección Anual de Demanda de Energía Eléctrica

	Demanda Energía Eléctrica [GWh/año ]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	53,870	53,870	53,870			
2009	54,676	54,613	54,550	1.5%	1.4%	1.3%
2010	56,842	56,201	55,560	4.0%	2.9%	1.9%
2011	59,019	57,947	56,876	3.8%	3.1%	2.4%
2012	61,625	59,907	58,211	4.4%	3.4%	2.3%
2013	64,169	61,736	59,462	4.1%	3.1%	2.1%
2014	66,973	63,758	60,860	4.4%	3.3%	2.4%
2015	70,313	66,229	62,579	5.0%	3.9%	2.8%
2016	73,481	68,460	63,966	4.5%	3.4%	2.2%
2017	76,855	70,787	65,422	4.6%	3.4%	2.3%
2018	80,494	73,280	66,865	4.7%	3.5%	2.2%
2019	84,098	75,669	68,162	4.5%	3.3%	1.9%
2020	88,330	78,540	69,874	5.0%	3.8%	2.5%
2021	92,750	81,474	71,558	5.0%	3.7%	2.4%
2022	96,484	83,932	72,953	4.0%	3.0%	1.9%
2023	100,278	86,600	74,463	3.9%	3.2%	2.1%
2024	104,170	89,324	75,981	3.9%	3.1%	2.0%
2025	107,682	91,701	77,416	3.4%	2.7%	1.9%
2026	111,832	94,575	79,230	3.9%	3.1%	2.3%
2027	116,175	97,563	81,099	3.9%	3.2%	2.4%
2028	120,682	100,631	82,984	3.9%	3.1%	2.3%
2029	124,816	103,332	84,520	3.4%	2.7%	1.9%
2030	129,669	106,570	86,448	3.9%	3.1%	2.3%
2031	134,738	109,926	88,421	3.9%	3.1%	2.3%

## Anexo 5 – Proyección Anual de Potencia Máxima

	Demanda Potencia Máxima [MW]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	9,079	9,079	9,079			
2009	9,415	9,299	9,183	3.7%	2.4%	1.1%
2010	9,741	9,504	9,267	3.5%	2.2%	0.9%
2011	10,069	9,733	9,397	3.4%	2.4%	1.4%
2012	10,369	9,951	9,538	3.0%	2.2%	1.5%
2013	10,774	10,233	9,723	3.9%	2.8%	1.9%
2014	11,216	10,541	9,925	4.1%	3.0%	2.1%
2015	11,783	10,956	10,212	5.1%	3.9%	2.9%
2016	12,319	11,330	10,443	4.5%	3.4%	2.3%
2017	12,806	11,644	10,616	4.0%	2.8%	1.7%
2018	13,424	12,064	10,859	4.8%	3.6%	2.3%
2019	14,072	12,500	11,107	4.8%	3.6%	2.3%
2020	14,781	12,974	11,386	5.0%	3.8%	2.5%
2021	15,512	13,452	11,655	5.0%	3.7%	2.4%
2022	16,134	13,855	11,880	4.0%	3.0%	1.9%
2023	16,763	14,291	12,122	3.9%	3.1%	2.0%
2024	17,407	14,735	12,364	3.8%	3.1%	2.0%
2025	18,001	15,133	12,603	3.4%	2.7%	1.9%
2026	18,701	15,613	12,902	3.9%	3.2%	2.4%
2027	19,425	16,104	13,205	3.9%	3.1%	2.3%
2028	20,177	16,609	13,511	3.9%	3.1%	2.3%
2029	20,867	17,054	13,760	3.4%	2.7%	1.8%
2030	21,678	17,588	14,074	3.9%	3.1%	2.3%
2031	22,525	18,142	14,395	3.9%	3.1%	2.3%

## Anexo 6 – Escenarios de generación 2010 – 2020 según crecimiento del PIB

### ALTO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2010	38089	15591	3134	38089	15590	3134	56813
2011	46667	10035	3134	41035	15667	3134	59836
2012	47063	11794	3134	41383	17474	3134	61991
2013	47063	14027	3134	41383	19707	3134	64224
2014	54132	9271	3134	47599	15804	3134	66537
2015	56164	9635	3134	49386	16413	3134	68933
2016	56164	12118	3134	49386	18896	3134	71416
2017	56164	14690	3134	49386	21468	3134	73988
2018	62261	11258	3134	54747	18772	3134	76653
2019	62261	14018	3134	54747	21532	3134	79413
2020	62261	16878	3134	54747	24392	3134	82273

### MEDIO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2010	38089	15591	3134	38089	15591	3134	56813
2011	46667	9209	3134	41035	14842	3134	59011
2012	47063	10516	3134	41383	16196	3134	60714
2013	47063	12268	3134	41383	17948	3134	62466
2014	54132	7002	3134	47599	13535	3134	64268
2015	56164	6823	3134	49386	13602	3134	66122
2016	56164	8731	3134	49386	15510	3134	68030
2017	56164	10693	3134	49386	17472	3134	69992
2018	62261	6616	3134	54747	14131	3134	72012
2019	62261	8693	3134	54747	16208	3134	74089
2020	62261	10831	3134	54747	18346	3134	76227

### BAJO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2010	38089	15591	3134	38089	15591	3134	56813
2011	46667	8389	3134	41035	14021	3134	58190
2012	47063	9254	3134	41383	14934	3134	59451
2013	47063	10542	3134	41383	16222	3134	60739
2014	54132	4789	3134	47599	11322	3134	62055
2015	56164	4102	3134	49386	10880	3134	63400
2016	56164	5475	3134	49386	12253	3134	64773
2017	56164	6879	3134	49386	13657	3134	66177
2018	62261	2216	3134	54747	9730	3134	67611
2019	62261	3681	3134	54747	11195	3134	69076
2020	62261	5177	3134	54747	12691	3134	70572

## Anexo 7 – Escenarios de generación 2020 – 2030 según crecimiento del PIB

### ALTO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2020	62261	16665	3347	54747	24604	2922	82273
2021	64409	16417	4411	56636	24751	3851	85237
2022	66631	16164	5511	58590	24905	4811	88306
2023	68930	15907	6649	60611	25071	5805	91487
2024	71308	15647	7827	62702	25247	6833	94782
2025	73768	15381	9045	64865	25433	7897	98195
2026	76313	15113	10306	67103	25632	8997	101732
2027	78946	14841	11609	69418	25843	10135	105396
2028	81670	14564	12958	71813	26066	11313	109192
2029	84487	14283	14353	74291	26303	12531	113124
2030	87402	14245	15552	76854	26768	13577	117199

### MEDIO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2020	62261	10619	3347	54747	18558	2922	76227
2021	64409	9606	4411	56636	17940	3851	78426
2022	66631	8547	5511	58590	17288	4811	80689
2023	68930	7436	6649	60611	16600	5805	83016
2024	71308	6277	7827	62702	15877	6833	85412
2025	73768	5062	9045	64865	15114	7897	87876
2026	76313	3792	10306	67103	14311	8997	90411
2027	78946	2464	11609	69418	13466	10135	93019
2028	81670	1075	12958	71813	12577	11313	95703
2029	84487	0	13977	74291	11643	12531	98464
2030	87402	0	13903	76854	10874	13577	101305

### BAJO

Año	Altos aportes hídricos			Bajos aportes hídricos			Total SIN
	Hidráulica	Térmica	Alternativas	Hidráulica	Térmica	Alternativas	
2020	62261	4964	3347	54747	12903	2922	70572
2021	64409	3281	4411	56636	11615	3851	72101
2022	66631	1522	5511	58590	10263	4811	73664
2023	68930	0	6330	60611	8844	5805	75260
2024	71308	0	5582	62702	7355	6833	76890
2025	73768	0	4788	64865	5794	7897	78556
2026	76313	0	3945	67103	4158	8997	80258
2027	78946	0	3051	69418	2444	10135	81997
2028	81670	0	2104	71813	648	11313	83774
2029	84487	0	1102	74291	0	11298	85589
2030	87402	0	42	76854	0	10590	87444

## **Glosario de términos:**

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

CER: Certificado de Reducción de Emisiones

CND: Centro Nacional de Despacho

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística

DNP: Departamento Nacional de Planeación

GEI: Gases Efecto Invernadero

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas

MDL: Mecanismos de Desarrollo Limpio

MEM: Mercado de Energía Mayorista

OEF: Obligaciones de Energía Firme

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

PCH: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

PIB: Producto Interno Bruto

SIN: Sistema de Interconexión Nacional

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

TLC: Tratado de Libre Comercio

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

URE: Uso Racional y Eficiente de Energía

ZNI: Zonas No Interconectadas