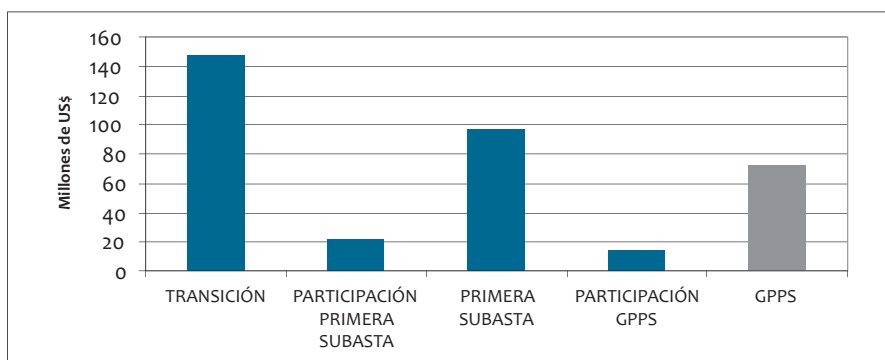


**SECCIÓN C**  
**SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

A partir del mes de diciembre de 2008 se da inicio a la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008, por lo cual desaparecen como tipos de garantías el cruce de STR y la Cesión de Derechos de Crédito en donde para una misma empresa el agente distribuidor respaldaba las transacciones del agente comercializador.

### 1.6.1.2 Garantías Asociadas al Cargo por Confiabilidad

GRÁFICA 58. CARGO POR CONFIABILIDAD

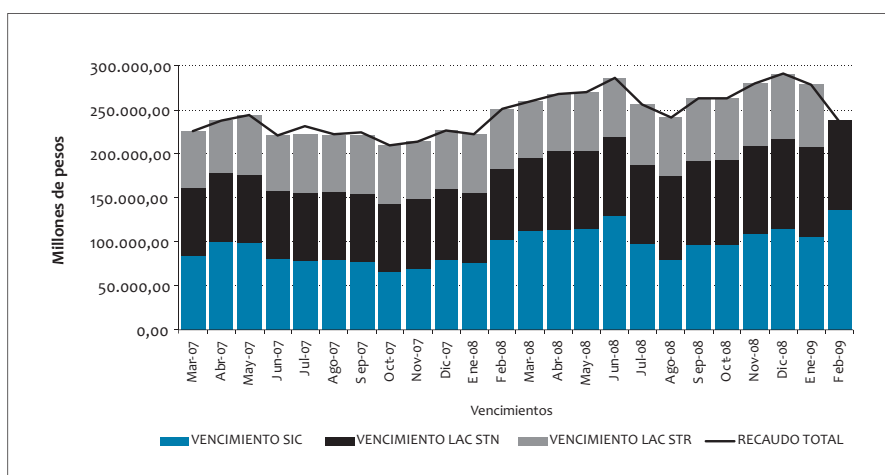


Las garantías pueden tener vigencia inicial de un año y ser prorrogadas por periodos mayores o iguales a un año con al menos quince días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

En caso de que una planta tenga asignadas Obligaciones de Energía Firme para más de tres años, para el cálculo del valor de la cobertura se considera el máximo de los tres primeros años de vigencia.

### 1.6.1.3 Transacciones en la Bolsa de Energía y Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional SIN

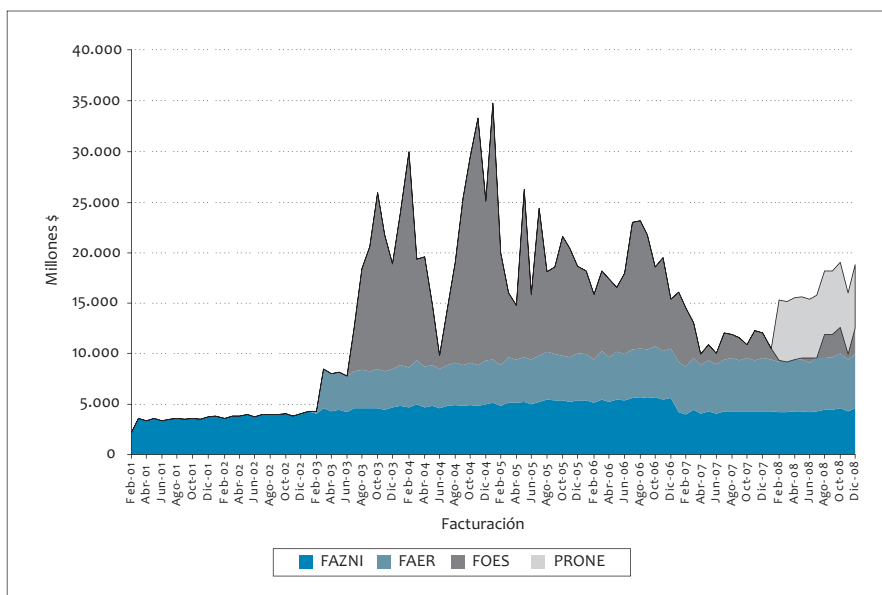
GRÁFICA 59. TRANSACCIONES EN BOLSA, STN, STR Y RECAUDO MENSUAL



El monto del flujo de dinero efectivo recaudado por facturación del año 2008, a través de las cuentas que administra XM, en su calidad de ASIC y LAC, alcanzó \$1.304.213 millones por concepto de Bolsa y \$1.883.164 de Cargos por STN y STR, para un recaudo total de \$3.187.376 millones.

### 1.6.1.4 Contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

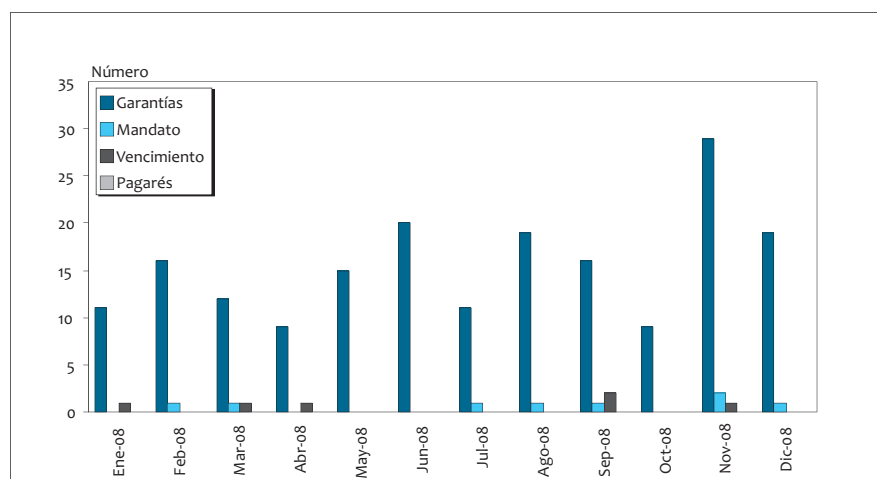
GRÁFICA 60. EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS CONTRIBUCIONES FAZNI, FAER, FOES Y PRONE



Contribución	2007	2008	%
FAZNI	50.915	52.013	2%
FAER	60.685	61.989	2%
FOES	33.463	11.902	-64%
PRONE	0	67.517	
<b>TOTAL</b>	<b>145.063</b>	<b>193.420</b>	<b>33%</b>

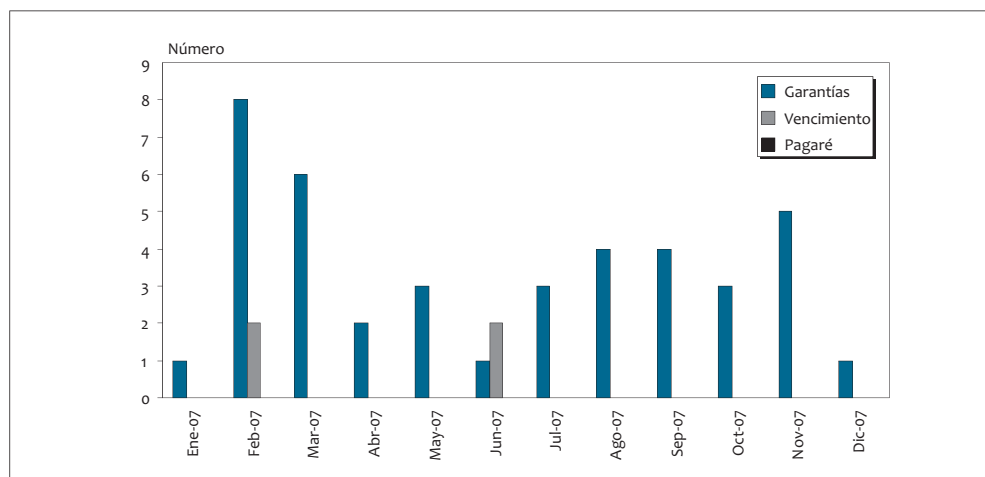
1.6.2 LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

GRÁFICA 61. RESOLUCIÓN 116 DE 1998



El ASIC aplicó durante 2008, el procedimiento de limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998) inicia este procedimiento por mandato en ocho ocasiones y de oficio en 192 oportunidades. De este último, el ASIC inició el procedimiento de Limitación de Suministro en 186 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y seis veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

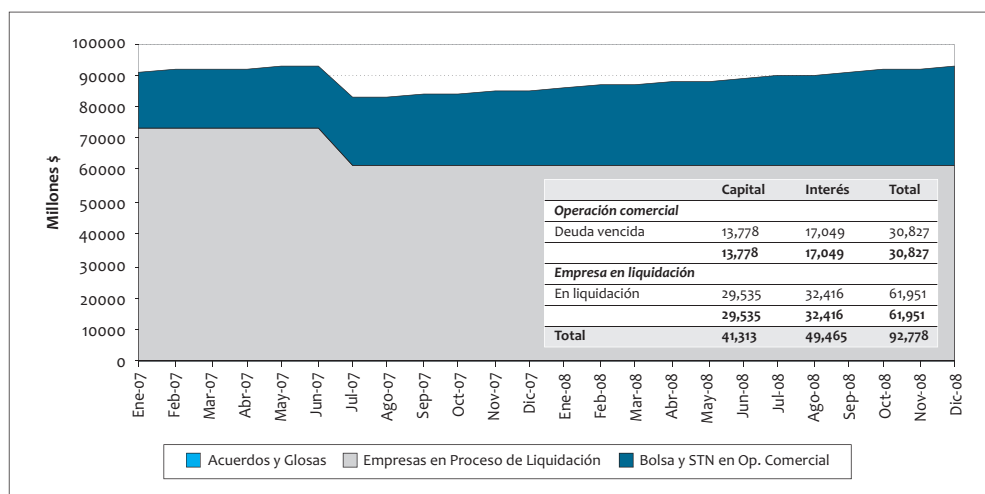
GRÁFICA 62. RESOLUCIÓN 001 DE 2003



ASIC, en cumplimiento de la Resolución CREG 001 de 2003, inició este procedimiento en 45 ocasiones, de las cuales 41 fueron ocasionadas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y 4 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

### 1.6.3 INFORME DE DEUDA

GRÁFICA 63. DEUDA BOLSA DE ENERGÍA, STN Y STR

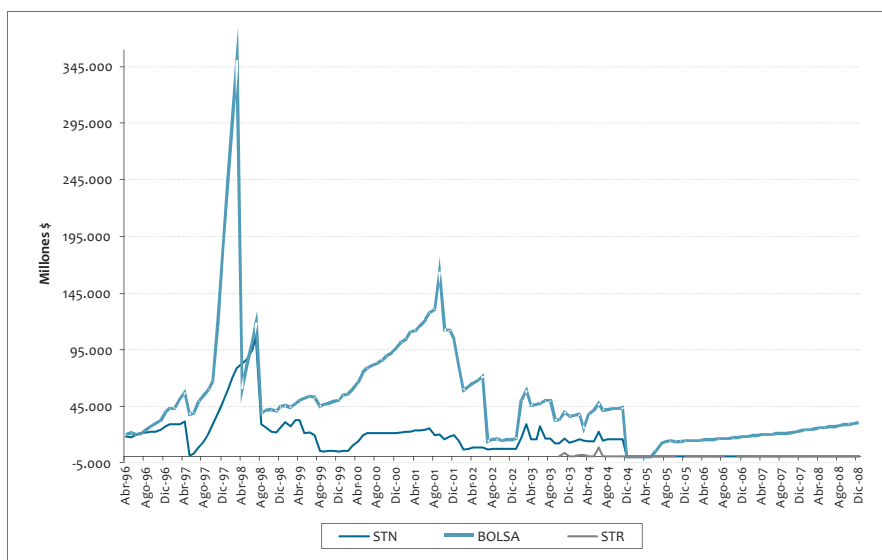


En 2008 no se generó ninguna cartera por ninguno de los conceptos administrados en XM y sólo se continúa con procesos de años anteriores, los cuales se encuentran a la fecha en proceso de Limitación de Suministro.

Al cierre de diciembre de 2008 la deuda total alcanzó los \$92.778 millones registrando un incremento con respecto al año anterior de 8,84%. Del valor total el 90,1% (\$83.597 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 9,79% (\$9.079 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0,11% (\$102 millones) a Cargos por Uso del STR.

#### 1.6.3.1 Deuda Vencida de las Empresas en Operación Comercial

GRÁFICA 64. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA POR NEGOCIO DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

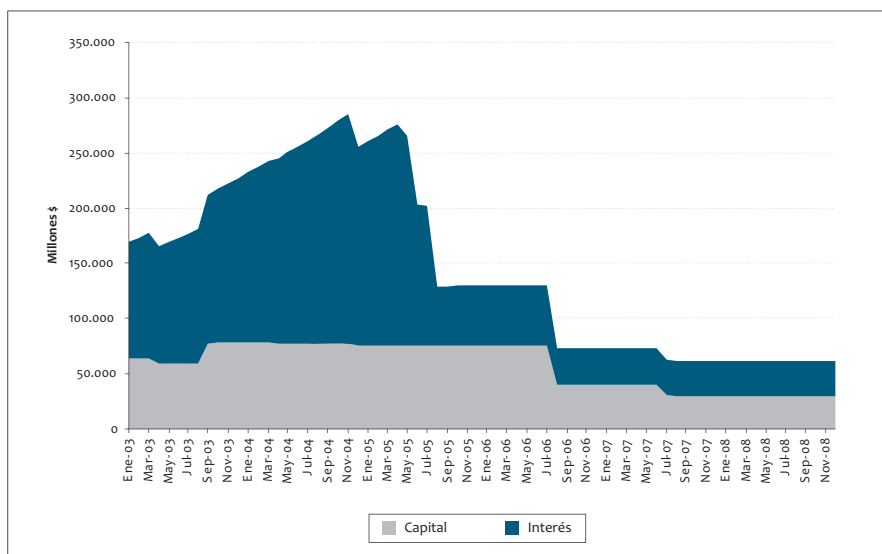


A diciembre 31 de 2008, la deuda ascendía a \$30.827 millones, que corresponde a las Obligaciones de Energía y Finanzas S.A. E.S.P., Gas y Electricidad S.A. E.S.P. y ENERGEN S.A. E.S.P. Estas empresas se encuentran en proceso de Limitación del Suministro y no representan demanda en el Sector Eléctrico Colombiano.

El 99,38% de la deuda corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$30.636 millones), \$98 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y \$93 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional.

1.6.3.2 Deuda Vencida de las Empresas que no se Encuentran en Operación Comercial

GRÁFICA 65. EMPRESAS EN PROCESO DE LIQUIDACIÓN



La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2008 (\$61.951 millones), no ha presentado variaciones con respecto al 2007. El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica.

#### 1.6.4 COORDINACIÓN GAS Y ELECTRICIDAD

Durante el 2008 se consolidó el mecanismo de intercambio de información operativa del sector gas y el sector eléctrico a través del establecimiento de una plataforma de comunicación, que permitió a los distintos agentes realizar teleconferencias periódicas que facilitaron la coordinación gas - electricidad. En forma sencilla y ágil los representantes de BP Exploration Company Colombia Limited, Chevron Petroleum Company, Ecopetrol - Empresa Colombiana de Petróleos, Promigas S.A. ESP, Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP y XM, compartieron información relativa a evolución de programas de mantenimiento y experiencias operativas tendientes a identificar posibles riesgos en la atención de la demanda de gas nacional y a buscar las medidas que permitieran maximizar la confiabilidad en el suministro de este energético.

Esta interacción permanente permitió sobrellevar de forma exitosa el mantenimiento por parte de BP en el yacimiento de Cusiana, que restringió fuertemente su producción en la segunda mitad de diciembre 2008. A pesar del decreto de racionamiento programado en el interior del país, las gestiones realizadas por el grupo de coordinación gas - electricidad y demás agentes minimizaron en forma satisfactoria el impacto al usuario final.

El Consejo Nacional de Operación, CON, del sector gas es otro escenario donde se realizan esfuerzos de coordinación e intercambio de información. En reuniones bimensuales el grupo de trabajo del CON Gas en el 2008 analizó los programas de mantenimiento en ambos sectores previstos para un horizonte de un año y efectuó la coordinación con suficiente antelación.

Es así como en estas reuniones se ha logrado evitar las coincidencias en mantenimientos en producción y transporte de gas con mantenimientos y acontecimientos en el sector eléctrico que conllevarían a situaciones de desabastecimiento de gas y/o electricidad.

De igual forma, este grupo analiza las proyecciones futuras de crecimiento de la demanda de gas y establece si la infraestructura existente es adecuada para su cobertura. Las señales de consumo de gas termoeléctrico esperado en los veranos son imprescindibles ya que ante posibles condiciones hidrológicas críticas el sistema de gas experimenta alta exigencia. Con dicha información se identifican necesidades de expansión en la infraestructura del sistema de gas que reducen la vulnerabilidad de la atención de demanda tanto eléctrica como de gas.

## 2 COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA, CACSSE

Para el periodo julio de 2008 – marzo de 2009, las principales actividades de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País, CACSSE, se centraron en el seguimiento a la evolución del Fenómeno del Niño, a la situación energética del país, a las expansiones de infraestructura de transporte de gas natural y a los mantenimientos de los sectores gas y electricidad.

Respecto al Fenómeno del Niño, en colaboración con el IDEAM, se realizó el seguimiento a las principales variables que inciden en la situación meteorológica y que pueden afectar el abastecimiento del recurso hídrico para generación de energía eléctrica. Para el periodo de análisis se destacó el comportamiento hidrológico por encima de lo normal en las zonas donde se encuentran las hidroeléctricas y que se reflejaron en los altos niveles de los embalses.

Del seguimiento a la situación energética se identificó la importancia de contar con la infraestructura de suministro y transporte de gas, necesaria para atender la demanda termoeléctrica prevista para el verano 2009 - 2010. En este sentido se ha venido realizando un constante seguimiento al cronograma de expansión del gasoducto Ballena – Barrancabermeja que permitirá atender las demandas de los diferentes sectores de consumo ante requerimientos de gas de las plantas termoeléctricas del interior.

De otra parte se realizó seguimiento a la programación de mantenimientos de infraestructura de los sectores gas y electricidad, específicamente se buscó coordinar la realización de los mantenimientos que podrían generar algún déficit, con el objeto de minimizar su posible impacto sobre la atención de la demanda de ambos sectores.

### 3 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Le compete a la UPME actualizar anualmente el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, el cual es indicativo en Generación y de obligatorio cumplimiento en lo que respecta al Sistema de Transmisión Nacional. La UPME emitió la versión 2009 – 2023 de este documento considerando análisis técnicos, económicos, sensibilidades de algunas variables, comentarios de los agentes y recomendaciones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, CAPT.

En lo referente al Plan de Expansión en Generación, la siguiente tabla muestra los requerimientos por escenarios y por horizonte, considerando el escenario de proyección de demanda de energía y potencia de noviembre de 2008:

TABLA 27. REQUERIMIENTO POR ESCENARIO

ESCENARIO	HORIZONTE	CAPACIDAD MW
Autónomo, demanda alta 2009 - 2018	2009 - 2017	4.377,0 <sup>7</sup>
Integrado con países vecinos, demanda alta	2009 – 2018	5.526,0 <sup>8</sup>
Integrado con países vecinos, demanda alta	2019 – 2023	2.550,0 <sup>9</sup>

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Debido al comportamiento de los precios internacionales del petróleo, el Plan a nivel de generación requirió de diversos análisis ya que esta variable tiene gran impacto sobre los precios del gas natural y carbón mineral. Los escenarios analizados contemplaron uno autónomo, es decir, el país sin interconexiones, en el periodo comprendido entre el año 2009 - 2017, no se observan requerimientos adicionales a los actualmente en construcción o desarrollo. En un escenario con interconexiones y con el fin de poder continuar con su capacidad exportadora, Colombia requerirá en el periodo 2009 - 2018 ampliar su capacidad en 5.526 MW, de los cuales aún no se han garantizado la construcción de 1.149 MW.

Por otra parte, en el Plan de Expansión de Generación se diseñó un escenario de energías renovables, en donde tienen participación proyectos con energía eólica y cogeneración, los cuales podrían alcanzar 80 MW. No obstante, su entrada en operación estará marcada principalmente por una recuperación de la demanda de energía y de las condiciones económicas que actualmente se presentan en el país.

El Plan de Expansión en Transmisión consideró la visión de Largo Plazo, es decir la red objetivo a 2023, la cual permitió orientar la expansión en el corto y mediano plazo. Se analizaron las diferentes áreas a nivel de STR y de STN con el fin de establecer las necesidades y requerimientos.

En esta versión, el ejercicio de planeamiento cambió en la medida que previamente se conocieron los proyectos de generación que entrarían a operar en los siguientes 10 años gracias a los mecanismos del cargo por confiabilidad. Lo anterior permitió asociar la expansión de generación, las redes requeridas para conectar dicha generación, los proyectos para reducir restricciones, aquellos que obedecen al simple crecimiento de la demanda y en general la reducción de los costos operativos. Las recomendaciones resultantes de proyectos de transmisión son:

#### Compensación Reactiva en el Sur:

- Instalar tres reactores inductivos de barra (maniobrables) de 25 MV cada uno, ubicados en las subestaciones Altamira 230 kV, Mocoa 230 kV y San Bernardino 230 kV.
- Entrada en operación: septiembre de 2011 o antes si el inversionista logra adelantos.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos al proyecto en los documentos de selección de la respectiva convocatoria.

<sup>7</sup> Esta capacidad en la actualidad tiene garantizado su desarrollo, en gran medida el cargo por confiabilidad.

<sup>8</sup> De esta capacidad resta definir los proyectos correspondientes por 1.149 MW.

<sup>9</sup> Esta capacidad aún no tiene definidos los proyectos.

### **Cambio de configuración de la subestación Santa Marta 230 kV:**

- Realizar las adecuaciones necesarias para el cambio de configuración de Anillo a Interruptor y Medio para cuatro bahías de línea y dos de transformación.
- Entrada en operación requerida: noviembre de 2010. El transmisor deberá oficializar si está interesado o no en el proyecto.

### **Subestación Armenia 230 kV:**

- Instalar la nueva subestación Armenia 230 kV.
- Reconfigurar la línea Hermosa – Virginia 230 kV en Hermosa – Armenia y Armenia – Virginia 230 kV, a través de un doble circuito de 40 km aproximadamente al punto de apertura.
- Entrada en operación: noviembre de 2011 o antes si el inversionista de las obras de Transmisión y el Operador de Red encargado de las obras en el STR logran adelantos de manera coordinada para la puesta en servicio del proyecto simultáneamente.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos al proyecto en los documentos de selección de la respectiva convocatoria.

### **Conexión de la Central de Generación Miel II:**

- Instalar la nueva subestación Miel II a 230 kV.
- Reconfigurar la línea Miel – San Felipe 230 kV en Miel – Miel II y Miel II – San Felipe 230 kV por medio un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.
- Entrada en operación: octubre 15 de 2012.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los documentos de selección de la respectiva convocatoria.

### **Conexión de la Central de Generación El Quimbo:**

- Instalar la nueva subestación Quimbo 230 kV.
- Línea en doble circuito Quimbo – Subestación en Valle o Cauca (Juanchito o Pance o Páez) a 230 kV con una longitud aproximada entre 140 km y 160 km. El nodo de llegada del doble circuito depende de condiciones de acceso y espacio en la subestaciones del Valle.
- Reconfigurar la línea Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo y Quimbo – Jamondino 230 kV por medio un doble circuito de 4 Km aproximadamente al punto de apertura.
- Nueva línea Quimbo – Altamira a 230 kV de 45 km aproximadamente.
- Instalar reactor inductivo de línea maniobrable de 25 MVAR, en el extremo de Quimbo, para la línea Quimbo – Jamondino 230 kV.
- Entrada en operación: octubre 31 de 2013.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los documentos de selección de la respectiva convocatoria.

### **Conexión de la Central de Generación Sogamoso:**

- Instalar la nueva subestación Sogamoso 500/230 kV.
- Instalar un transformador 500/230 kV de 450 MVA.
- Reconfigurar la línea Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso y Sogamoso – Ocaña 500 kV por medio de dos circuitos de 31 km aproximadamente al punto de apertura.
- Reconfigurar la línea Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso y Sogamoso – Bucaramanga 230 kV por medio de un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.



- Nueva línea Sogamoso – Guatiguará a 230 kV de 45 km aproximadamente.
- Instalar dos reactores inductivos de línea maniobrables, en el extremo Sogamoso, para las líneas Primavera – Sogamoso y Sogamoso – Ocaña 500 kV. El valor se definirá en los documentos de selección de la convocatoria.
- Entrada en operación: septiembre de 2013.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los documentos de selección de la respectiva convocatoria.

El valor estimado de los proyectos correspondientes a las recomendaciones relacionadas anteriormente, calculado a partir del costo de unidades constructivas establecido en la Resolución CREG 011 de 2009 es de US\$94,2 millones.

Estas obras son de carácter obligatorio para el sistema y deben ser ejecutadas a través de mecanismos de convocatoria pública buscando garantizar el principio de competencia. Para el caso de la adecuación de la subestación Santa Marta el transportador responsable de esta subestación tiene el primer derecho en ejecutar la obra, pero en caso de que éste manifieste que no está interesado, se ejecutará a través de convocatoria.

### 3.1 CONCEPTOS DE CONEXIÓN AL STN Y ACTIVOS DE USO

Fueron aprobados los siguientes proyectos de conexión al STN y modificación del STR para actualización de cargos:

- Conexión al STN del proyecto de interconexión eléctrica Colombia – Panamá a través de un enlace High - Voltage Direct Current (HVDC) de 450 kV Direct Current (DC) con una estación convertora conectada a Cerromatoso 500 kV en Colombia y la otra estación convertora conectada a Panamá II 230 kV en Panamá, con una capacidad de 300 MW y entrada en operación estimada para el 2013.
- Nueva subestación Palmaseca en el Valle para atender demanda industrial.
- Ampliación de transformación 230/115 kV de 150 MV en Termoflores y unión de barras a 115 kV con el fin de reducir generación de seguridad (restricciones) en el área Atlántico.
- Nueva subestación El Bosque 230 kV con transformación 230/66 kV de 150 MVA y obras asociadas en 66 kV para atender la demanda del área.
- Ampliación de transformación 230/115 kV de 150 MVA en Mirolindo por agotamiento de la capacidad actual.

Igualmente se emitieron conceptos de conexión de los siguientes generadores: Caruquia de 9,9 MW a Santa Rosa 44 kV; Guanaquitas de 9,9 MW a Santa Rosa 44 kV; Santa Rita de 1,3 MW a Santa Rita 13,2 kV (Andes 13,2 kV); Ampliación en 16 MW de Termo Candelaria. Una vez sea adoptado el Plan de Expansión por parte del Ministerio de Minas y Energía, se emitirán los conceptos de conexión de los proyectos allí definidos.

### 3.2 ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES DEL STN

Este estudio permitió determinar las subestaciones estratégicas, de acuerdo a las características propias y dentro del Sistema. Se establecieron criterios de diagnóstico para determinar el grado de criticidad de las subestaciones con respecto a los aspectos de confiabilidad, seguridad, flexibilidad y calidad. Se realizaron recomendaciones de carácter normativo y técnico, valorando el costo de su implementación. Los resultados del estudio se aplicarán en desarrollo de la planeación del STN.

### 3.3 CONVOCATORIAS PÚBLICAS

**UPME-01-2007.** Conexión a Porce III. La UPME seleccionó, el 2 de julio de 2008, la propuesta presentada por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ISA, para la ejecución del proyecto definido en la convocatoria pública UPME 01 - 2007, por un valor presente neto a diciembre 31 de 2007 de US\$11.420.000.

El proyecto consiste en una nueva subestación a 500 kV y reconfiguración de la línea San Carlos – Cerromatoso a 500 kV en San Carlos – Porce III – Cerromatoso 500 kV adicionando dos tramos de 21 km cada uno. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución las obras asociadas. Este proyecto permite la evacuación de los 600 MW que generará la Central Hidroeléctrica Porce III. Entrada en operación en junio de 2010.

**UPME-01-2008.** Nueva Esperanza. Selección de un Inversionista y de un Interventor para el proyecto de diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Nueva Esperanza (transformador de 450 MVA 500/230kV), y las líneas de transmisión asociadas. Se encuentra en proceso de constitución de garantías y apertura para la selección del Inversionista e Interventor. Entrada en operación octubre de 2011.

**UPME-02-2008.** Selección de un Inversionista y de un Interventor para el proyecto de diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación El Bosque 220 kV y las líneas de transmisión asociadas. Se encuentra en proceso de constitución de garantías y apertura para la selección del Inversionista e Interventor. Entrada en operación octubre de 2010.

## 4 ELECTRIFICADORAS REGIONALES

### 4.1 CONSOLIDACIÓN EMPRESARIAL

El Ministerio de Minas y Energía en lo corrido del año 2008 ha seguido propendiendo por la consolidación de la gestión financiera, técnica y operativa de las electrificadoras regionales que se encuentran adscritas al Ministerio de Minas y Energía con mayoría accionaria de la Nación, como son GECELCA, URRRA, EBSA, ECC, EMSA, ESSA, CENS, ELECTROHUILA, ELECTROCAQUETÁ, CENS, DISPAC y EEDAS.

Las acciones más importantes que han permitido lograr estos resultados son las siguientes:

- Aplicación del Código de Buen Gobierno. garantizando transparencia y
- Continuación de los planes Estratégicos Empresariales.
- Competitividad en la administración empresarial.
- Profundización de los planes de Reducción de Pérdidas.
- Racionalización del gasto, lo cual se ha traducido en un mayor EBITDA en todas las empresas.

Se continuó con la ejecución de importantes inversiones en redes, centros de control y subestaciones que han mejorado la calidad en la prestación del servicio y ampliado la cobertura en zonas rurales apartadas.

Adopción de sistemas modernos de manejo del sistema de distribución que permiten optimizar los mantenimientos preventivos y curativos de la infraestructura eléctrica.

Mejoras en la gestión de compras y comercialización de energía Programas de Uso racional de Energía Preparación de información para obtener cargos de distribución acordes con la inversión y los costos eficientes de las empresas.

### 4.2 ADOPCIÓN DE UN NUEVO MANUAL DE CONTRATACIÓN

Acorde con la evolución jurídica aplicable a las empresas de servicios públicos mixtas se estructuró un nuevo Manual de Contratación para las empresas adscritas a este Ministerio, afianzando en todo momento el régimen jurídico especial que aplica para esta clase de empresas, el cual es señalado en las leyes 142 y 143 de 1994; además se le dio entrada a la aplicación de la Ley 1150 de 2007, y la sentencia de la Corte Constitucional No. C-736 de 2007.

Este nuevo Manual de Contratación diseñado para las electrificadoras adscritas a este Ministerio, dio cumplimiento a los preceptos legales de la citada ley, y al marco constitucional de la sentencia antes citada, en lo atinente a los principios de la contratación pública dentro de todo proceso de contratación, y al régimen de inhabilidades e incompatibilidades señalados en la Constitución Política, las leyes 80 de 1993 y 142 de 1994.

### 4.3 ADOPCIÓN DE UN MANUAL DE FUNCIONES PARA MIEMBROS DE JUNTAS DIRECTIVAS

Atendiendo la evolución jurídica de las empresas de servicios públicos mixtas, y más en aquellas donde el Estado posee mayoría accionaria, se estructuró un Manual de Funciones para los miembros de las Juntas Directivas, y para los representantes legales de estas empresas, en el cual se señalan las obligaciones, responsabilidades, inhabilidades e incompatibilidades de las personas que representan tanto a los accionistas, como a los miembros de Junta Directiva: en este Manual de Funciones se recoge todo un compendio de normas legales y jurisprudencia de la Cortes Suprema de Justicia, Corte Constitucional y Consejo de Estado.

### 4.4 PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN SAN ANDRÉS ISLAS

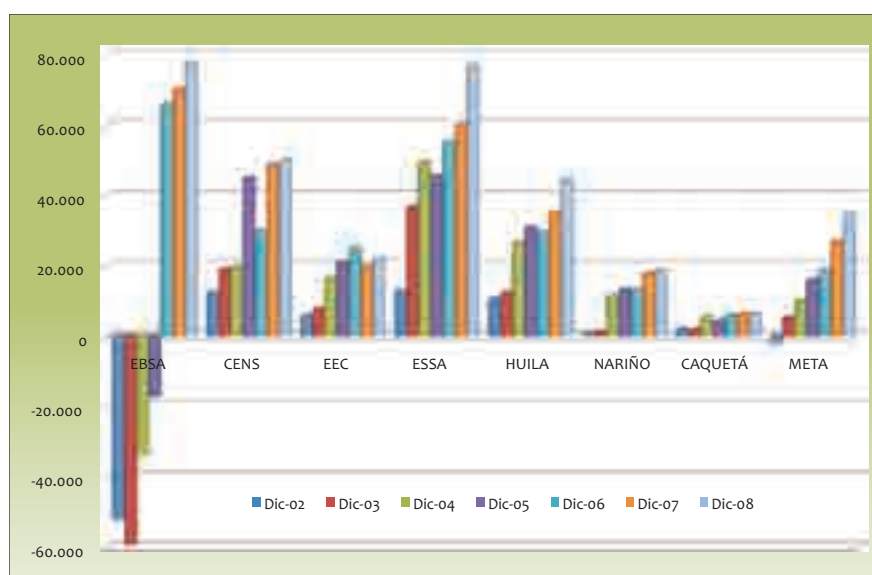
Atendiendo las directrices del documento CONPES 3453 de 2006, y la liquidación de la empresa Archipiélagos Power & Light S.A. E.S.P. por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos, se procedió por parte del Ministerio de Minas y Energía a la creación de la nueva empresa de energía eléctrica del Departamento Archipiélago de las Islas de San Andrés, la cual fue nombrada Empresa de Energía del Departamento Archipiélago de San Andrés S.A. E.S.P., EEDAS S.A. E.S.P. Son accionistas de esta nueva empresa, CORELCA con el 67,03%, la Gobernación del departamento de San Andrés Islas con el 32,946%, las electrificadoras de Nariño, Huila, Gecelca y Urrá con el 0,00002% cada una.

TABLA 28. RESULTADOS FINANCIEROS EMPRESAS REGIONALES 2008

EMPRESA	USUARIOS	PATRIMONIO 2008	UTILIDADN ETA2 008 \$ MILLONES	EBITDA 2008 \$ MILLONES
EEC S.A. E.S.P.	225.000	345.823	11.191	21.693
EMSA S.A. E.S.P.	191.970	175.969	20.981	34.507
EBSA S.A. E.S.P.	352.400	722.728	55.320	77.803
CENS S.A. E.S.P.	357.900	859.228	15.255	49.909
ESSA S.A. E.S.P.	530.626	773.468	43.980	77.125
CEDENAR S.A. E.S.P.	308.000	268.254	9.295	18.695
ELECTROCAQUETA	66.613	33.768	828	6.300
ELECTROHUILA	276.000	176.612	20.342	44.392

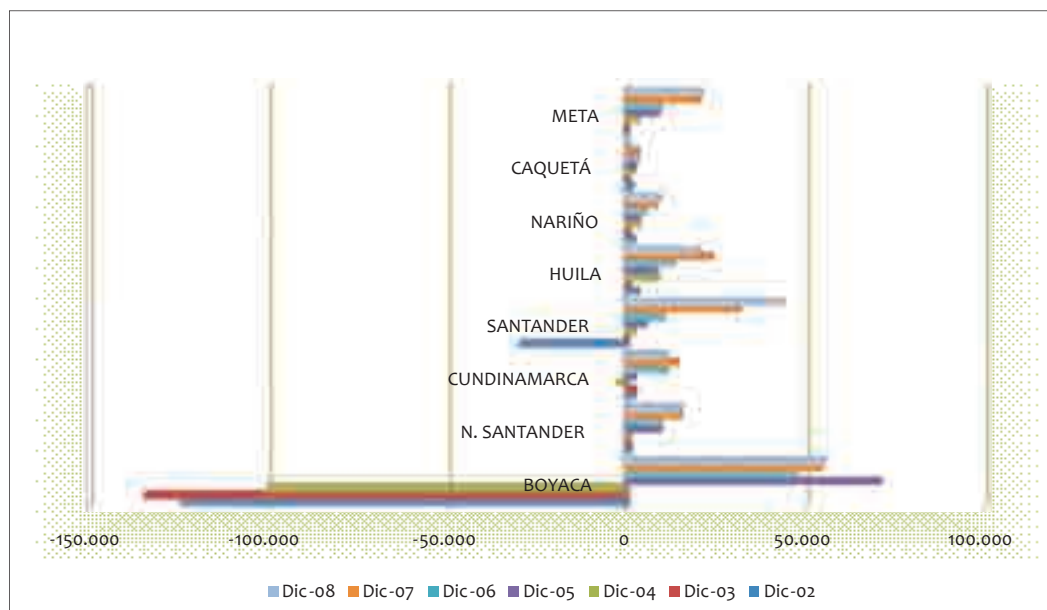
Fuente: Empresas.

GRÁFICA 66. EBITDA (Millones de pesos)



Fuente: Empresas.

GRÁFICA 67. UTILIDAD NETA (Millones de pesos)



Fuente: Empresas.

#### 4.5 PROGRAMAS URE

Dentro de los programas URE implementados por este Ministerio, se procedió a la implementación de varios pilotos con algunas electrificadoras: municipio de Usiacurí en el departamento del Atlántico, Agua de Dios en el departamento de Cundinamarca, municipio de Barichara en el departamento de Santander, municipio de Villa de Leiva en el departamento de Boyacá, municipio de Santiago en el departamento de Norte de Santander.

Las empresas electrificadoras adscritas a este Ministerio en la implementación de estos programas procedieron a realizar la sustitución de bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras de energía, adoptando para ello, unos planes de financiación con la finalidad de que los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 puedan acceder a la sustitución de estas bombillas.

#### 4.6 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Se viene implementando al interior de las empresas la estructuración de unos programas de seguridad industrial, orientados a brindar a la población trabajadora de éstas, una mayor seguridad y confianza en todas las áreas.

En atención a los requerimientos del Sistema Único de Información, SUI, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD: las empresas han venido cumpliendo oportunamente con los reportes de información relacionada con las actividades y novedades de seguridad industrial.

#### 4.7 INVERSIÓN SOCIAL

Este es un tema nuevo que se está implementando en varias de las electrificadoras. Es por ello que en los presupuestos de estas electrificadoras para el año 2009, se incluyeron partidas muy importantes para cumplir con esta obligación social.

#### 4.8 ENAJENACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LA NACIÓN EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Conforme al reto que se había propuesto el Gobierno Nacional en el año 2008, bajo el esquema de venta de la participación accionaria de la Nación entre entidades públicas, previsto en el artículo 20 de la Ley 226 de 1995, en

los meses noviembre y diciembre de 2008 se dio inicio a un nuevo proceso de venta de acciones de propiedad de la Nación en: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP, CENS S.A. ESP; Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, EBSA; Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP, EEC S.A. ESP; Electrificadora del Meta S.A. ESP, EMSA y Electrificadora de Santander S.A. ESP, ESSA.

Dicho proceso, conforme a lo previsto en el marco legal vigente, se sujetó íntegramente al Régimen de Contratación Administrativa establecido en la Ley 80 de 1995, Ley 1150 de 2007 y sus decretos reglamentarios, conforme al cual se formuló Invitación al departamento en el que tiene sede cada una de las empresas mencionadas, a saber: Norte de Santander, Boyacá, Cundinamarca, Meta y Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de que es titular la Nación cada una de ellas, respectivamente.

En desarrollo de las Invitaciones formuladas y previo el cumplimiento de la totalidad de los requisitos establecidos en el reglamento de la respectiva invitación, en Audiencia Pública llevada a cabo el 26 de febrero de 2009, resultaron adjudicatarios de la totalidad de las acciones ordinarias ofrecidas en venta por la Nación, en cada caso, el departamento de Cundinamarca, el departamento de Norte de Santander y el departamento de Santander con su respectivo Operador Idóneo; y, el 10, 12 y 19 de marzo de 2009 se perfeccionaron las ventas de la participación accionaria de la Nación en ESSA S.A. ESP., EEC S.A. ESP y CENS S.A. ESP, respectivamente, mediante la suscripción del correspondiente Contrato Interadministrativo de Compraventa de Acciones.

El precio ofrecido por la participación accionaria de la Nación en las tres electrificadoras fue superior en \$112.563 millones respecto del precio mínimo establecido por el Gobierno. En el siguiente cuadro se recogen los resultados del proceso:

Participación Accionaria de la Nación en	Departamento Invitado	Operador Idóneo	Precio Mínimo de Gobierno (Millones de Pesos)	Precio obtenido por la venta
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP	Cundinamarca	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP	120.220	211.681
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP	Norte de Santander	EPM Inversiones S.A.	366.768	373.000
Electrificadora de Santander S.A. ESP	Santander	EPM Inversiones S.A.	165.130	180.000

Por su parte, el departamento de Boyacá se abstuvo de presentar documentos de precalificación, razón por la cual la invitación formulada a éste se dio por terminada. De otro lado, la invitación formulada al departamento del Meta fue suspendida en virtud de una medida cautelar de suspensión adoptada por decisión judicial, contra la cual el Ministerio de Minas y Energía ha presentado los recursos legales pertinentes.

Ante el interés manifestado por el departamento de Boyacá, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público en el mes de abril, formuló al departamento una nueva Invitación para presentar oferta para la compra de las acciones de la Nación en EBSA S.A. ESP bajo el mismo esquema; invitación dentro de la cual, conforme al cronograma previsto en el respectivo reglamento, el 30 de junio de 2009 vence el término para presentar los Documentos de Precalificación.

Adicionalmente, durante el año 2008 y lo que va corrido del 2009 se avanzó en la fase de estudios previos respecto de la enajenación de la participación accionaria de la Nación en Centrales Eléctricas de Nariño S.A. ESP, CEDENAR; Electrificadora del Caquetá S.A. ESP, ELECTROCAQUETÁ y Electrificadora del Huila S.A. ESP, ELECTROHUILA y, bajo el mismo esquema utilizado para la venta de CENS, EEC Y ESSA se formulará a los departamentos de Nariño, Caquetá y Huila, respectivamente una invitación a presentar oferta para la compra de la participación accionaria de la Nación en éstas.

#### 4.9 DEUDAS DE ALUMBRADO PÚBLICO Y SERVICIO DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR

La Ley 859 en su parágrafo 1° del artículo 1°, ordenó la destinación exclusiva de un porcentaje equivalente al 90% del 30% de los recursos administrados por la Dirección General del Tesoro Nacional provenientes de las regalías por una sola vez, al pago de la deuda vigente con corte a junio 30 de 2002, debidamente reconocida y causada por el suministro de energía eléctrica y servicio de alumbrado público, a las entidades territoriales.

El Ministerio de Minas y Energía previa apropiación presupuestal expidió la Resolución 181726 del 30 de diciembre

de 2003, mediante la cual distribuyó parcialmente los recursos para el pago de deuda por suministro de energía eléctrica y servicio de alumbrado público en cumplimiento de la Ley 859 de 2003, con base en las certificaciones de reconocimiento de deuda, debidamente firmadas por los Representantes Legales de las Entidades Territoriales y empresas acreedoras. Y mediante Resolución 180324 del 24 de marzo de 2004, ajustó la distribución inicialmente realizada en la Resolución 181726 del 30 de diciembre de 2003, con base en la deuda actualizada.

A 31 de diciembre de 2008, el saldo de la deuda vigente debidamente causada por el suministro de energía eléctrica ascendió a la suma de \$106.196.304.721 y servicio de alumbrado público \$116.139.405.690 de las entidades territoriales, así como a los centros educativos, a las instituciones de salud, a las empresas de acueducto y saneamiento básico, que en su totalidad dependen o estén a cargo de las entidades territoriales.



TABLA 30. DEUDAS DE ALUMBRADO PÚBLICA Y SERVICIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EMPRESA	AÑO 2007			AÑO 2008		
	AP	SE	Total Año	AP	SE	Total Año
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	24.584.189.246	6.680.016.470	31.264.205.716	32.745.689.275	5.311.788.055	38.057.477.330
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	2.701.290.101	8.251.623.887	10.952.913.987	3.164.903.448	9.763.058.955	12.927.962.403
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	7.439.735.891	2.618.730.193	10.058.466.084	24.119.834.816	4.832.148.362	28.951.983.178
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.	2.275.739.770	6.029.967.226	8.305.706.996	2.121.685.807	5.734.223.562	7.855.909.369
CODENSA S.A. E.S.P.	3.506.056.390	5.469.982.687	8.976.039.077	6.960.753.385	5.990.827.473	12.951.580.858
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	418.813.191	45.892.261	464.705.452	625.603.553	45.395.198	670.998.752
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	430.564.915	3.507.407.440	3.937.972.355	391.794.582	3.167.131.588	3.558.926.170
DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	1.435.287.301	3.044.585.534	4.479.872.835	2.007.208.194	3.259.030.142	5.266.238.336
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.			-	1.741.668.980	8.938.635.033	10.680.304.013
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	284.140.547	658.296.897	942.437.444			-
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP	19.473.843.607	34.915.158.296	54.389.001.903	18.091.325.358	31.851.422.278	49.942.747.636
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P	258.364.483	824.353.236	1.082.717.719	323.094.675	683.521.150	1.006.615.825
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	16.232.339	387.767.370	403.999.709	34.118.808	652.360.671	686.479.479
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	1.469.948.042	1.717.905.210	3.187.853.252	394.348.405	380.775.709	775.124.114
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. ESP	287.171.900	542.493.380	829.665.280	124.918.236	1.137.377.467	1.262.295.703
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P	17.861.032.558	15.464.511.600	33.325.544.158	17.774.310.514	13.579.504.722	31.353.815.236
EMPRESA DE ENERGIA DEL AMAZONAS S.A. E.S.P.	27.446.380	1.022.860.030	1.050.306.410	22.142.260	1.824.097.605	1.846.239.865
EMPRESA DE ENERGIA DEL ARAUCA S.A. E.S.P.	618.459.890	456.343.409	1.074.803.299	492.325.950	383.212.463	875.538.413
EMPRESA DE ENERGIA DEL ARHIPIELAGO DE SAN ANDRES, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA S.A. ESP	9.300.864	226.776.926	236.077.790	82.897.874	2.912.185.566	2.995.083.440
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	624.118.690	629.694.787	1.253.813.477	668.098.020	810.429.627	1.478.527.647
EMPRESA DE ENERGIA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A. E.S.P.	-	49.754.320	49.754.320	-	93.201.930	93.201.930
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	57.477.125	2.826.633.551	2.884.110.676	95.339.616	2.291.641.540	2.386.981.156
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	1.238.537	122.041.414	123.279.951	2.702.423	70.258.711	72.961.134
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	362.262.593	76.217.240	438.479.833	2.476.680	342.763.086	345.239.766
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	149.500.690	19.626.570	169.127.260	170.287.815	13.606.885	183.894.700
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI S.A. E.S.P.	328.888.763	3.577.694.299	3.906.583.061			-
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P	26.198.976	1.279.262.342	1.305.461.318	729.157.101	1.076.324.864	1.805.481.965
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.	3.064.746.712	2.129.470.685	5.194.217.397	3.252.719.915	1.051.382.078	4.304.101.993
ENERGIA CONFIABLE S.A. E.S.P.	-	4.328.606	4.328.606	-	-	-
MUNICIPIO DE CAMPAMENTO	16.321.206	-	16.321.206	-	-	-
<b>TOTALES</b>	<b>87.712.049.501</b>	<b>102.575.067.259</b>	<b>190.543.844.363</b>	<b>116.139.405.690</b>	<b>106.196.304.721</b>	<b>222.335.710.411</b>

Fuente: Información reportada por las empresas.

## 5 FONDOS DE FINANCIACIÓN

### 5.1 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS, FSSRI

#### 5.1.1 INFORMACIÓN BÁSICA

El Gobierno Nacional mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, del Ministerio de Minas y Energía como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación y/o en el mismo fondo para cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público de energía eléctrica.

Este Fondo se rige por los decretos 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, reglamentarios de las leyes antes mencionadas, que establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia del servicio público de energía eléctrica. Las empresas prestadoras deben efectuar y enviar a este Fondo, con el fin de consolidar y validar y se reconozcan los déficits o superávits, según sea el caso, las conciliaciones de las cuentas de subsidios y contribuciones trimestralmente haciendo uso de la metodología establecida para tal fin.

#### 5.1.2 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

De acuerdo con las estadísticas determinadas con base en las validaciones efectuadas de la información reportada por las empresas, se observa que el sector eléctrico viene presentando un comportamiento deficitario donde se ha requerido la participación permanente de los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación, es decir, que los aportes de los excedentes generados por la contribución de solidaridad recaudados por las empresas superavitarias no han sido suficientes para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias.

En el año 2008, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y de la Ley 1117 de 2006, entregaron \$15.999,92 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$390.000 millones de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, para cubrir el total de los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio de energía eléctrica. En promedio, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 2.359.941, los del estrato 2, 3.672.778 y del estrato 3, 2.153.023, para un total de 8.185.743 usuarios beneficiarios.

#### 5.1.3 PERSPECTIVAS

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006, Régimen de subsidios, se tiene para la vigencia 2009 presupuestado ejecutar recursos del orden de los \$305.000 millones con el fin de otorgar subsidios para los usuarios de los estratos 1 y 2 hasta unos topes máximos del 60% y 50% respectivamente, y en el estrato 3 hasta el 15% en el valor del servicio de energía eléctrica. Para el siguiente año 2010, se tiene previsto las solicitudes de asignación para dar cumplimiento a lo dispuesto en dicha normatividad dentro el marco de gasto de mediano plazo.



### 5.2 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES, FAER

El Gobierno Nacional soportado en el déficit de la cobertura en el servicio de suministro de energía eléctrica en todo el territorio nacional estimado por la UPME, mediante los Decretos 387 y 388 de 2007, el 1122 de 2008 y la normativa complementaria, se están adelantando los procedimientos para lograr la participación efectiva de los Operadores de Red y las Entidades Territoriales, mediante la estructuración de los planes, programas o proyectos en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, que le sean viables técnica y financieramente, así como aquellos que podrían ser contemplados a través de los Fondos de Apoyo Financiero.

TABLA 31. METAS DE COBERTURA 2010 - 2019

ZONA	SITUACIÓN ACTUAL	META AL 2010	META AL 2019
SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS INTERCONECTADAS	88,89%	94,93%	99,37%
SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	34,00%	45,55%	75,49%

Fuente: Plan Indicativo de Cobertura, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En lo que se refiere a los proyectos de electrificación rural entre junio de 2008 a abril de 2009 se logró la aprobación del proyecto “Construcción de Redes de Distribución en Media y Baja Tensión en las Zonas Rurales de los Municipios de Majagual, San Marcos, Caimito, Sucre y Guaranda, Departamento de Sucre”, al cual se aprobaron recursos de las vigencias 2008, 2009 y 2010 por \$33.242.514.167.00.

Con estos recursos el Gobierno Nacional podrá avanzar en el proceso de expansión eléctrica rural, según lo establecido en el CONPES 3421 de 2006 “ESTRATEGIAS PARA LA REACTIVACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DE LA REGIÓN DE LA MOJANA”, el cual contempla los lineamientos y estrategias para resolver la problemática en el tema del servicio de suministro de energía eléctrica para los 28 municipios que conforman la Ecomojana.

De igual manera, se llevaron a cabo la aprobación de adición de recursos por \$1.627 millones, para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras, buscando que estos sean funcionales y permitan solucionar la problemática a las familias que les hace falta el servicio de suministro de la energía eléctrica.

TABLA 32. RESUMEN DE RECURSOS APROBADOS PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL A ABRIL DE 2009

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ACUMULADO AL 2006	2007	2008	2009	2010	Total General	Porcentaje
ANTIOQUIA	\$ 6.879.823.884	\$ 2.822.958.988	\$ 3.253.394.971	\$ 604.903.383		\$ 13.561.081.226	6,29%
ARAUCA	\$ -	\$ 152.730.214	\$ 253.704.675	\$ 608.383.810		\$ 1.014.818.699	0,47%
BOLÍVAR	\$ 625.893.000	\$ 150.553.530				\$ 776.446.530	0,36%
BOYACÁ	\$ 9.886.484.750	\$ 3.752.092.126	\$ 4.102.465.267	\$ 3.973.459.724		\$ 21.714.501.867	10,07%
CALDAS	\$ 1.603.263.789					\$ 1.603.263.789	0,74%
CAQUETÁ	\$ -	\$ 1.500.602.000	\$ 1.500.602.000			\$ 3.001.204.000	1,39%
CASANARE	\$ 654.766.000					\$ 654.766.000	0,30%
CAUCA	\$ 27.559.498.632	\$ 10.252.559.685	\$ 2.287.633.911	\$ 3.433.370.891		\$ 43.533.063.119	20,19%
CESAR	\$ 792.605.401	\$ 113.100.529				\$ 905.705.930	0,42%
CÓRDOBA	\$ 1.944.239.000	\$ 438.488.476	\$ 836.492.189	\$ 2.005.908.268		\$ 5.225.127.933	2,42%
CUNDINAMARCA	\$ 1.242.304.174	\$ 1.471.765.760	\$ 1.296.723.579			\$ 4.010.793.513	1,86%
HUILA	\$ 3.575.418.527	\$ 172.000.000				\$ 3.747.418.527	1,74%
LA GUAJIRA	\$ 2.070.381.290					\$ 2.070.381.290	0,96%
MAGDALENA	\$ 1.920.343.466	\$ 86.519.594				\$ 2.006.863.060	0,93%
META	\$ 207.536.000					\$ 207.536.000	0,10%
NARIÑO	\$ 5.191.402.141	\$ 1.330.007.506	\$ 803.398.837	\$ 609.747.434		\$ 7.934.555.918	3,68%
NORTE DE SANTANDER	\$ 9.287.527.418	\$ 11.370.876.083	\$ 4.883.579.776	\$ 11.688.010.158		\$ 37.229.993.435	17,26%
PUTUMAYO	\$ 2.572.591.905	\$ 340.871.377	\$ 875.448.439	\$ 840.653.195		\$ 4.629.564.916	2,15%
SANTANDER	\$ 3.612.024.193	\$ 2.045.267.589	\$ 604.731.255			\$ 6.262.023.037	2,90%
SUCRE	\$ -		\$ 4.000.000.000	\$ 20.000.000.000	\$ 9.242.514.167	\$ 33.242.514.167	15,41%
TOLIMA	\$ 8.762.243.578	\$ 2.315.572.062	\$ 2.958.808.790	\$ 4.874.606.025		\$ 18.911.230.455	8,77%
VALLE	\$ 1.963.330.351	\$ 184.293.905	\$ 1.040.250.317	\$ 232.080.013		\$ 3.419.954.586	1,59%
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>\$ 90.351.677.499</b>	<b>\$ 38.500.259.424</b>	<b>\$ 28.697.234.007</b>	<b>\$ 48.871.122.901</b>	<b>\$ 9.242.514.167</b>	<b>\$ 215.662.807.998</b>	<b>100,00%</b>

Nota: Se excluye la aprobación de recursos del FAER a los proyectos de Saravena (2005) que no se ejecutaron (\$372.344.000).



En lo que se refiere a los proyectos de normalización de redes eléctricas entre junio de 2008 a abril de 2009 con recursos provenientes del FAER se logró la aprobación de adición de recursos por \$15 millones, para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras, buscando que estos sean funcionales y permitan solucionar la problemática a la familias que les hace falta el servicio de suministro de la energía eléctrica.

**TABLA 33. RESUMEN DE RECURSOS APROBADOS PARA PROYECTOS DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS A ABRIL DE 2009**

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ACUMULADO AL 2006	2007	2008	2009	2010	Total General	Porcentaje
ATLÁNTICO	\$ 17.874.162.741	\$ 2.730.575.317	\$ 6.448.900.986	\$ 7.035.756.851		\$ 34.089.395.895	47,26%
BOLÍVAR	\$ 3.850.976.000	\$ 1.229.381.644	\$ 4.218.303.574	\$ 1.690.400.928		\$ 10.989.062.146	15,24%
CESAR	\$ 3.145.196.073	\$ 82.399.942				\$ 3.227.596.015	4,47%
CÓRDOBA	\$ -	\$ 908.738.075	\$ 3.304.918.139	\$ 1.227.889.155		\$ 5.441.545.369	7,54%
GUAJIRA	\$ -	\$ 97.091.690	\$ 484.295.675			\$ 581.387.365	0,81%
MAGDALENA	\$ 2.478.179.887	\$ 475.498.071	\$ 1.362.692.804	\$ 853.336.421		\$ 5.169.707.183	7,17%
SANTANDER	\$ -	\$ 919.119.129	\$ 2.415.084.112	\$ 2.169.504.120		\$ 5.503.707.361	7,63%
SUCRE	\$ -	\$ 162.470.346	\$ 810.405.979			\$ 972.876.325	1,35%
TOLIMA	\$ 3.445.796.748	\$ 449.701.890	\$ 2.258.162.717	\$ -		\$ 6.153.661.355	8,53%
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>\$ 30.794.311.449</b>	<b>\$ 7.054.976.104</b>	<b>\$ 21.302.763.986</b>	<b>\$ 12.976.887.475</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 72.128.939.015</b>	<b>100,00%</b>

Nota: Se excluye la aprobación de recursos del FAER al proyecto del Barrio Turumana, Venadillo (Tolima) no se ejecuto por estar ubicado en zona de alto riesgo (\$55.023.118).

En la tabla siguiente se resume los montos aprobados del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.

**TABLA 34. RESUMEN DE RECURSOS APROBADOS DEL FONDO FAER A ABRIL DE 2009**

DESTINACIÓN RECURSOS	ACUMULADO AL 2006	2007	2008	2009	2010	Total General
PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	\$ 90.351.677.499	\$ 38.500.259.424	\$ 28.697.234.007	\$ 48.871.122.901	\$ 9.242.514.167	\$ 215.662.807.998
PROYECTOS DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS	\$ 30.849.334.567	\$ 7.054.976.104	\$ 21.287.725.069	\$ 12.976.887.475	\$ -	\$ 72.168.923.215
<b>TOTAL APROBADO</b>	<b>\$ 121.201.012.066</b>	<b>\$ 45.555.235.528</b>	<b>\$ 49.984.959.076</b>	<b>\$ 61.848.010.376</b>	<b>\$ 9.242.514.167</b>	<b>\$ 287.831.731.213</b>
PRESUPUESTO FAER	\$ 122.020.766.747	\$ 45.562.000.000	\$ 50.000.000.000	\$ 62.000.000.000	\$ 26.527.000.000	\$ 306.109.766.747

### 5.3 PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS, PRONE

En cumplimiento de lo señalado por el artículo 5° del Decreto 1123 de 2008, las disposiciones de la Resolución 181071 de 2008 y la Convocatoria PRONE No.001 de 2008, el Comité de Administración del PRONE aprobó recursos para 223 planes, programas o proyectos, cuya asignación de recursos es de \$98.000 millones, que provendrán del PRONE durante las vigencias 2008, 2009 y 2010.

Los Operadores de Red aportarán como cofinanciación \$25.305 millones, como parte del compromiso de disminuir los niveles de subnormalidad eléctrica que existe en Colombia, sobre todo en los barrios subnormales. De igual manera, serán los encargados de llevar a cabo la administración de los recursos aprobados del PRONE y aportar a título gratuito la interventoría requerida para cada plan, programa o proyecto.

Con los recursos que se están recaudando por concepto de lo establecido en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, Plan Nacional de Desarrollo: “Estado Comunitario: Desarrollo para Todos”, para el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, y como resultado de la Convocatoria PRONE-001-2008 se logrará avanzar en la solución para 73.956 usuarios, que representa el 21,61% de las familias ubicadas en los barrios subnormales de los 77 municipios beneficiados.

TABLA 35. RECURSOS, USUARIOS Y PROYECTOS APROBADOS, PRONE

DEPARTAMENTO	RECURSOS APROBADOS DEL PRONE	COFINANCIACIÓN OPERADOR DE RED	USUARIOS Beneficiados	Número de Proyectos Aprobados
ATLÁNTICO	\$ 31.708.721.934	\$ 7.951.993.493	23.905	30
BOLÍVAR	\$ 8.788.029.118	\$ 2.203.877.219	7.088	28
CESAR	\$ 8.641.588.585	\$ 2.167.152.609	6.657	25
CHOCÓ	\$ 545.303.525	\$ 233.701.511	896	8
CÓRDOBA	\$ 5.889.564.346	\$ 1.476.995.187	4.244	16
GUAJIRA	\$ 7.617.287.753	\$ 1.910.275.912	5.170	46
HUILA	\$ 5.284.564.471	\$ 2.439.898.616	6.593	31
MAGDALENA	\$ 18.735.798.680	\$ 4.698.596.167	11.561	23
SANTANDER	\$ 1.803.232.000	\$ 633.568.000	1.523	1
SUCRE	\$ 4.167.040.658	\$ 1.045.017.700	2.427	9
TOLIMA	\$ 201.387.370	\$ 24.890.574	188	1
VALLE DEL CAUCA	\$ 4.618.158.104	\$ 519.309.088	3.704	5
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>\$ 98.000.676.543</b>	<b>\$ 25.305.276.077</b>	<b>73.956</b>	<b>223</b>

#### 5.4 FONDODEAPOYOFINANCIEROPARALAENERGIZACIÓND ELASZONASNOINTERCONECTADAS, FAZNI

Mediante la Ley 633 de 2001 se creó el FAZNI y con la posterior expedición de la Ley 1099 de 2006 se prolongó su recaudo hasta diciembre de 2014, permitiendo un mayor nivel de inversiones en mejoramiento de infraestructura eléctrica existente y construcción de nueva infraestructura en Zonas No Interconectadas, cuya reglamentación esta contenida en el Decreto Reglamentario 1124 de 2008 del 11 de abril de 2008.

En lo que se refiere a los proyectos para las Zonas No Interconectadas entre junio de 2008 a abril de 2009 se logró la aprobación de cuatro planes, programas o proyectos por un total de \$14.890 millones, comprometiendo recursos de las vigencia 2008, 2009 y 2010. De igual manera se llevaron a cabo la aprobación de adición recursos por \$1.507 millones, para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras. Por otra parte para el proyecto de MCH de Mitú se asignaron recursos por \$67.622 con el fin de realizar obras adicionales y terminación de la construcción de la Micro Central Hidroeléctrica, MCH.

TABLA 36. PRESUPUESTO FAZNI 2003 - 2010

DEPARTAMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL APROBADO
AMAZONAS	\$ 5.200.000.000	\$ 8.523.508.019	\$ 2.474.625.107	\$ 1.950.931.217	\$ 176.404.965	\$ 5.015.156.588	\$ 4.323.107.637	\$ -	\$ 27.663.733.533
CAQUETÁ	\$ -	\$ 609.612.470	\$ 12.979.947.972	\$ 4.218.878.641	\$ 3.720.038.478	\$ 5.234.651.846	\$ 8.092.564.379	\$ -	\$ 34.855.693.786
GUAINIÁ	\$ -	\$ -	\$ 105.000.000	\$ 549.056.071	\$ -	\$ 1.336.298.148	\$ 1.336.298.148	\$ -	\$ 3.326.652.367
META/ NARIÑO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 992.287	\$ -	\$ -	\$ 992.287
NARIÑO	\$ -	\$ -	\$ 1.742.364.654	\$ 2.049.672.398	\$ 15.585.243.532	\$ 6.249.617.411	\$ -	\$ -	\$ 25.626.897.995
VARIOS	\$ -	\$ -	\$ 515.503.000	\$ -	\$ 853.299.960	\$ 3.584.699.926	\$ -	\$ -	\$ 4.953.502.886
VAUPÉS	\$ -	\$ 22.548.233.769	\$ 13.559.766.231	\$ -	\$ 3.304.431.776	\$ 19.956.647.665	\$ 24.000.000.000	\$ 28.622.189.827	\$ 111.991.269.268
META	\$ 4.640.000.000	\$ -	\$ 509.416.870	\$ 5.860.881.970	\$ 7.800.520.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 18.810.818.840
CHOCÓ	\$ 6.918.000.000	\$ 357.950.376	\$ 712.730.401	\$ 1.552.355.521	\$ 11.833.687.530	\$ 3.801.094.548	\$ -	\$ -	\$ 25.175.818.375
CAUCA	\$ -	\$ 2.928.695.366	\$ 85.271.136	\$ 12.468.307.384	\$ 2.242.352.600	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 17.724.626.486
GUAVIARE	\$ -	\$ -	\$ 1.450.000.000	\$ 571.996.532	\$ 812.007.085	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.834.003.617
SAN ANDRÉS ISLA	\$ -	\$ -	\$ 4.560.000.000	\$ -	\$ 6.880.775.547	\$ 12.778.583.159	\$ -	\$ -	\$ 24.219.358.706
PUTUMAYO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 277.920.265	\$ 2.501.575.166	\$ 5.967.007.718	\$ -	\$ -	\$ 8.746.503.149
CASANARE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 459.588.095	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 459.588.095
ANTIOQUIA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.446.341.185	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.446.341.185
VICHADA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.422.347.241	\$ 875.250.705	\$ -	\$ -	\$ 2.297.597.945
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>\$ 16.758.000.000</b>	<b>\$ 34.968.000.000</b>	<b>\$ 38.694.625.371</b>	<b>\$ 29.499.999.999</b>	<b>\$ 59.038.613.159</b>	<b>\$ 64.800.000.000</b>	<b>\$ 37.751.970.164</b>	<b>\$ 28.622.189.827</b>	<b>\$ 310.133.398.520</b>
<b>PRESUPUESTO</b>	<b>\$ 16.758.000.000</b>	<b>\$ 34.968.000.000</b>	<b>\$ 43.435.000.000</b>	<b>\$ 29.500.000.000</b>	<b>\$ 59.102.000.000</b>	<b>\$ 64.800.000.000</b>	<b>\$ 38.000.000.000</b>	<b>\$ 68.700.000.000</b>	
<b>DISPONIBLE</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 4.740.374.629</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 63.386.841</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 248.029.836</b>	<b>\$ 40.077.810.173</b>	

En reunión del Comité de Administración del FAZNI el 27 de abril de 2009 fueron aprobados recursos por \$210.831 millones para el proyecto “Interconexión Eléctrica de la Costa Pacífica del Cauca y Nariño”, el cual no se refleja en el cuadro anterior, teniendo en cuenta que es necesario llevar los respectivos trámites ante el CONFIS y el CONPES.

Este proyecto que consiste en la construcción de Interconexión desde la Subestación de San Bernardino a Guapi, así como la construcción de interconexiones de Timbiquí, Izcuandé, López de Micay, Charco, Bocas de Satinga, Mosquera, Tola, Salahonda y circuitos de distribución a otras localidades menores, en principio beneficiará a 20.000 familias potenciales.

## 5.5 FONDO DE ENERGÍA SOCIAL, FOES

El artículo 118 de la Ley 812 de 2003, que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003 - 2006 definió como fondo especial del orden nacional, los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

Prorrogado mediante el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006 - 2010, se estableció que el Ministerio de Minas y Energía continuará administrando el Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional. No se beneficiarán de este Fondo los usuarios no regulados.

En cumplimiento con la normatividad establecida, para el 2008 se distribuyeron recursos para las Áreas Especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$88.560,6 millones y se benefició un promedio de 1.532.769 usuarios, durante la vigencia del fondo desde el 2004 al 2008 se han girado recursos por valor de \$527.426,7 millones así:

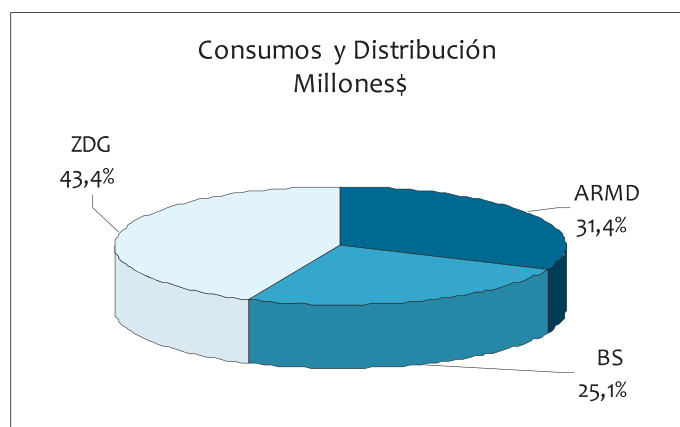
TABLA 37. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS 2004 - 2008

Año	Área	Consumo kWh	Nº Usuarios Promedio	Distribución Recursos (Millones\$)
2004	ARMD	510.234.903	618.347	20.409,40
	BS	744.022.886	407.325	29.760,90
	ZDG	495.742.211	470.086	19.829,70
<b>Total 2004</b>		<b>1.750.000.000</b>	<b>1.495.759</b>	<b>70.000,00</b>
2005	ARMD	956.478.746	654.437	39.801,10
	BS	634.587.600	364.446	26.400,00
	ZDG	1.293.790.005	561.915	53.798,90
<b>Total 2005</b>		<b>2.884.856.351</b>	<b>1.580.798</b>	<b>120.000,00</b>
2006	ARMD	1.138.175.484	858.472	50.737,10
	BS	807.625.222	435.369	36.002,40
	ZDG	1.668.114.164	768.273	74.360,90
<b>Total 2006</b>		<b>3.613.914.870</b>	<b>2.062.114</b>	<b>161.100,40</b>
2007	ARMD	1.168.364.900	1.032.365	28.261,80
	BS	881.838.699	474.074	20.076,10
	ZDG	1.744.369.743	870.599	39.427,90
<b>Total 2007</b>		<b>3.794.573.342</b>	<b>2.377.038</b>	<b>87.765,70</b>
2008	ARMD	1.185.411.792	677.906	26.637,20
	BS	812.326.802	265.264	20.221,90
	ZDG	1.834.307.651	589.599	41.701,50
<b>Total 2008</b>		<b>3.832.046.245</b>	<b>1.532.769</b>	<b>88.560,60</b>

Fuente: Dirección de Energía, Ministerio de Minas y Energía.

Para el 2009 se estima una distribución de recursos por \$132.579 millones de pesos, en marzo de 2009 se habían distribuido y girado recursos por valor de \$106.202.3 millones, beneficiando a 1.836.038 usuarios.

GRÁFICA 68. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS FOES  
2004 - 2008



Fuente: Dirección de Energía, Ministerio de Minas y Energía.

## 6 PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

### 6.1 LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL INSTITUTO DE PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS, IPSE

#### 6.1.1 TRANSFERENCIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DE GENERACIÓN AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Una vez realizado el inventario de bienes eléctricos de las ZNI, se llevó a cabo el proceso de transferencia de activos de generación del IPSE al MME con la entrega de las siguientes centrales:

TABLA 38. RELACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN TRANSFERIDAS AL MME

Centrales de Generación Transferidas al MME			Convenios Interadministrativos IPSE-MME	
Localidad - Departamento	Térmica	Hidráulica	No.	Fecha
Puerto Leguizamó – Putumayo	x		69	Octubre 10 - 2008
Bocas de Satinga – Nariño	x			
Francisco Pizarro – Salahonda – Nariño	x			
Acandí – Capurganá – Chocó	x		66	Septiembre 29 - 2008
Guapi – Cauca	x		67	
López de Micay – Cauca	x	x	76	Octubre 20 - 2008
Bahía Solano – Chocó	x	x	105	Diciembre 30 - 2008
Mitú – Vaupés	x		5	Enero 31 - 2008
Inírida – Guainía	x			

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

### 6.1.2 FENECIMIENTO DE CUENTAS

La Contraloría General de la República feneció la cuenta correspondiente a la vigencia fiscal 2007 en categoría limpia con observaciones.

### 6.1.3 LOGROS EN CALIDAD

- Diseño e implementación del Sistema de Gestión Ambiental, integrado al Sistema de Gestión de la Calidad y al Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional.
- Certificación del IPSE en la Norma Técnica NTC ISO 14001 – NTC ISO 18001:2004.

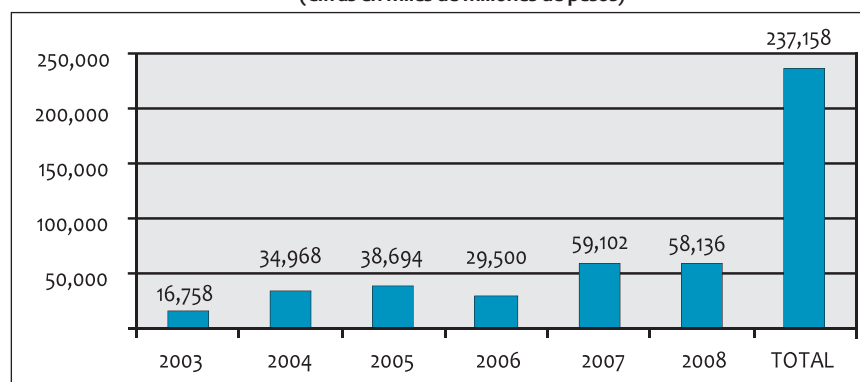
### 6.1.4 OTROS LOGROS

- En septiembre de 2008 se implementó la NTCGP 1000:2004 y en diciembre de 2008, se obtuvo la Certificación en Gestión Ambiental ISO 14000 y la Certificación de la norma de seguridad OHSAS 18001.

## 6.2 PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES

A continuación se presenta la evolución de los recursos FAZNI 2003 - 2008 aprobados para la ejecución de proyectos en las ZNI:

GRÁFICA 69. EVOLUCIÓN DE RECURSOS APROBADOS PARA PROYECTOS FAZNI  
2003-2008  
(Cifras en miles de millones de pesos)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, diciembre 31 de 2008.

### 6.2.1 PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2008

- Levantamiento y análisis de la oferta energética regional en campo.
- Apoyar la investigación aplicada en proyectos especiales (utilizando agroenergéticos (biocombustibles), otras energías renovables y/o limpias que permitan incentivar la equidad para el desarrollo social y productivo de las regiones).
- Diseñar y desarrollar programa uso racional y eficiente de energía.
- Establecer vínculo institucional con otras entidades públicas, privadas, universidades y/o centros de investigación que estén relacionados con los temas.
- Desarrollo e implementación de Centros Tecnológicos.

TABLA 39. PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2008

Proyecto	Valor en millones	Ente ejecutor	Año de entrada en operación	Población beneficiada
Sistema híbrido eólico diesel en el Corregimiento de Nazareth en el municipio de Uribia (Guajira).	\$2.620	Energías del EBRO	2009	1.030
Suministro, montaje e instalación de cinco sistemas de seguidores solares en Nazareth, Puerto Estrella (Guajira), e Isla Fuerte (Bolívar).	\$3.000	FULGOR - PROINSO	2009	2.650
Generación de energía eléctrica a partir de residuos de madera mediante tecnología de gasificación, en el corregimiento El Totumo en Necoclí, Antioquia.	\$800	UNAL	2008	200
Evaluación de sustitución de diesel por gas licuado del petróleo GLP en Timbiquí.	\$800	UNAL	2007	20.885
Evaluación de generación con Biodiesel en Francisco Pizarro, Nariño.	\$716	MINISTERIO AGRICULTURA	2009	3.000

Fuente: Informe de gestión de la Subdirección de Contratos y Seguimiento 2008, Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

Los proyectos en centros de innovación tecnológica son el eólico solar en Nazareth (Guajira), seguidores por solares en Isla Fuerte (Bolívar) y Nazareth (Guajira), gasificación de madera en Necoclí (Antioquia), sustitución de diesel por gas licuado del petróleo en Timbiquí (Cauca), producción de Biodiesel en el Urabá Antioqueño, producción de bioetanol en Frontino (Antioquia) y producción de Biodiesel en Tumaco, como se describe a continuación:

#### **Implementación de un Parque Tecnológico con Sistemas Eólico, Solar, y Diesel para el casco urbano del corregimiento de Nazareth en el municipio de Uribia, departamento de la Guajira**

El IPSE por intermedio de los contratistas ENERGÍA DEL EBRO UT y la Unión Temporal FULGOR PROINSO se encuentra ejecutando un proyecto piloto de ciencia y tecnología con la implementación de aerogeneradores, generación solar (fotovoltaica), redes de media y de baja tensión en cable trenzado antifraude, casa de máquinas, alumbrado público, acometidas, medidores prepago, instalaciones internas y telemetría, para el casco urbano del corregimiento de Nazareth en el municipio de Uribia en el departamento de la Guajira, beneficiando además a una población de 1.030 habitantes con el bombeo de agua para el corregimiento, incluidos dos internados y el hospital regional. Se tiene programada la entrada en operación del proyecto para agosto de 2009.

#### **Suministro, montaje e instalación de cinco sistemas de seguidores solares en Nazareth, Puerto Estrella (Guajira), e Isla Fuerte (Bolívar)**

Consiste en la implementación de las tecnologías de cambio de orientación según la posición del sol para evaluación del comportamiento en instalaciones aisladas y conectadas a la red.

#### **Generación de energía eléctrica a partir de residuos de madera mediante tecnología de gasificación, en el corregimiento El Totumo.**

Se han adelantado la caracterización de la madera, los ensayos en el gasificador de la Universidad Nacional sede Bogotá con la madera de Necoclí, el diseño de la red con cantidad de obra, el diseño de la casa de maquinas y zona de acopio y los talleres con la comunidad de sensibilización del proyecto y de creación de empresas.

#### **Evaluación de sustitución de Diesel por gas licuado del petróleo GLP en Timbiquí**

Se han recopilado datos para evaluar el costo de generación para comparar éstas dos tecnologías. A la fecha se han adelantado las siguientes actividades: Construcción de doble circuito para separar la generación con cada Unidad, Acondicionamiento de la casa de maquinas, acondicionamiento de zona de almacenamiento de GLP,

acondicionamiento de almacenamiento de diesel, instalación de una planta a diesel y una planta a GLP nuevas y la operación de la central. En la Actualidad se llevan seis meses de evaluación, se ha logrado obtener un comparativo de valor del kW instalado para cada una de las plantas (una con diesel y la otra con GLP).

### **Proyecto de producción de bioalcohol en Frontino**

Con aportes de CORPOICA, la Gobernación de Antioquia y el IPSE, se construirá e implementará una planta para la producción de Etanol Anhidro 99,7% en la localidad de Frontino, a partir de 65 toneladas diarias de caña de azúcar para producir 500 litros diarios de bioetanol.

### **Evaluación de generación con biodiesel en Francisco Pizarro, Nariño**

El Ministerio de Agricultura en asocio con el IPSE, instalan una planta de Biodiesel de tecnología colombiana, que produce 2.000 litros/día con los que se espera generar energía eléctrica en el municipio de Francisco Pizarro (Nariño).

## **6.3 ACTIVIDADES PLANEADAS POR EL IPSE PARA EL 2009 Y 2010**

### **Diseño y construcción de la interconexión eléctrica del Pacífico Colombiano en los Departamentos de Cauca y Nariño**

Durante el año 2008 los expertos técnicos del IPSE apoyaron a ISA para adelantar los estudios preliminares de ingeniería básica para la interconexión al Pacífico Colombiano resultando en doscientos sesenta kilómetros (270 Km) a un nivel de tensión de 115 kV y doscientos setenta y un kilómetros (271 Km) a 34,5 kV con sus respectivas subestaciones a 34,5 kV desde la Subestación Florida en Popayán hasta las localidades de Timbiquí, López de Micay, Guapi, Iscuandé, El Charco, La Tola, Bocas de Satinga, Mosquera y Francisco Pizarro. La interconexión es de vital importancia que podrá mejorar la calidad de vida con un servicio confiable y continuo al mayor número de beneficiarios de las ZNI que pertenecen actualmente a la Costa Pacífica Nariñense. Éste proyecto cuenta con viabilidad técnica y financiera del IPSE para acceder a recursos de inversión.

### **Diseño y construcción de la interconexión Casanare ☐ Vichada**

El IPSE identificó la idea de proyecto para usar energía eléctrica de la línea Yopal – Paz de Ariporo (Casanare) derivando desde la Nevera una línea 115 kV La Nevera – La Trinidad - Bocas del Pauto – Santa Rosalía (Vichada) en una longitud de aproximadamente ciento cincuenta kilómetros. Luego, desde Santa Rosalía se planea una línea de aproximadamente 13 kilómetros hasta La Primavera (Vichada). El proyecto se complementa con una línea a 34,5 kV desde Orocué hasta La Trinidad. Una vez el proyecto sea promovido a una etapa más adelantada, al menos a nivel de ingeniería básica podría evaluarse desde el punto de vista técnico y financiero por el IPSE. La importancia de éste proyecto consiste en que puede interconectarse dos de las cabeceras municipales de los cuatro municipios que integran el Vichada.

### **Diseño y construcción de la interconexión San Antonio de Getuchá ☐ Tres Esquinas ☐ Solano en el Departamento del Caquetá**

Se planea que durante el año 2009 se adelante la ingeniería básica para la realización de esta interconexión con el acompañamiento de personal de la base Tres Esquinas y con el apoyo de la Electrificadora del Caquetá.

## **6.4 SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS**

En el 2008, 1.252 localidades de las ZNI ubicadas en las zonas geográficas de la Amazonía, Orinoquía, Occidente, Norte, se beneficiaron con \$35.124 millones, lo que representa un leve incremento frente al año anterior.

TABLA 40. COMPARATIVO DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS 2007 y 2008

DEPARTAMENTO	No. LOCALIDADES 2008	No. LOCALIDADES 2007	USUARIOS 1, 2 Y 3 2008	USUARIOS 1, 2 Y 3 2007	SUBSIDIOS OTORGADOS 2008	SUBSIDIOS OTORGADOS 2007	% DE PART. 2008	% DE PART. 2007	% DE VAR. 2007 2008
<b>ZONA DE LA AMAZONÍA</b>									
AMAZONAS	39	39	2.272	2.272	785.267.763	455.930.631	2,24%	1,30%	72,23%
CAQUETÁ	50	49	6.130	7.363	2.009.847.744	2.524.574.651	5,72%	7,21%	-20,39%
PUTUMAYO	35	37	4.258	4.115	1.226.298.936	1.060.439.994	3,49%	3,03%	15,64%
<b>TOTAL AMAZONÍA</b>	<b>124</b>	<b>125</b>	<b>12.660</b>	<b>13.750</b>	<b>4.021.414.443</b>	<b>4.040.945.276</b>	<b>11,45%</b>	<b>11,55%</b>	<b>-0,48%</b>
<b>ZONA DE LA ORINOQUÍA</b>									
CASANARE	4	4	1.050	1.090	263.925.305	476.335.896	0,75%	1,36%	-44,59%
GUAINÍA	52	52	1.995	4.740	473.213.637	1.050.557.811	1,35%	3,00%	-54,96%
GUAVIARE	38	36	2.297	2.069	968.125.770	454.707.961	2,76%	1,30%	112,91%
META	36	39	4.211	4.884	926.885.979	1.700.813.048	2,64%	4,86%	-45,50%
VICHADA	21	22	2.604	2.750	2.025.999.318	767.773.418	5,77%	2,19%	163,88%
VAUPÉS	38	39	1.428	2.700	259.754.503	1.358.421.716	0,74%	3,88%	-80,88%
<b>TOTAL ORINOQUÍA</b>	<b>189</b>	<b>192</b>	<b>13.585</b>	<b>18.233</b>	<b>4.917.904.512</b>	<b>5.808.609.850</b>	<b>14,00%</b>	<b>16,60%</b>	<b>-15,33%</b>
<b>ZONA OCCIDENTE</b>									
ANTIOQUIA	36	32	3.362	3.092	704.387.479	769.612.992	2,01%	2,20%	-8,48%
CAUCA	114	105	13.458	13.147	4.330.856.024	3.668.767.895	12,33%	10,48%	18,05%
CHOCÓ	263	257	23.102	22.410	7.789.707.621	6.341.302.808	22,18%	18,12%	22,84%
NARIÑO	492	468	47.782	45.089	12.752.177.317	9.711.359.388	36,31%	27,75%	31,31%
VALLE DEL CAUCA	33	33	2.624	2.624	608.154.372	525.586.605	1,73%	1,50%	15,71%
<b>TOTAL OCCIDENTE</b>	<b>938</b>	<b>895</b>	<b>90.328</b>	<b>86.362</b>	<b>26.185.282.813</b>	<b>21.016.629.688</b>	<b>74,55%</b>	<b>60,05%</b>	<b>24,59%</b>
<b>ZONA NORTE</b>									
BOLÍVAR	1	1	71	71	0	11.308.120	0,00%	0,03%	-100,00%
SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	0	1	0	0	0	4.122.507.066	0,00%	11,78%	-100,00%
<b>TOTAL NORTE</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>0</b>	<b>4.133.815.186</b>	<b>0,00%</b>	<b>11,81%</b>	<b>-100,00%</b>
<b>TOTAL ZONA NO INTERCONECTADA</b>	<b>1.252</b>	<b>1.213</b>	<b>116.644</b>	<b>136.103</b>	<b>35.124.601.768</b>	<b>35.000.000.000</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,36%</b>

Fuente: Subdirección de Planificación Energética.

A 30 de noviembre de 2008, se debe señalar que 28 de los 92 prestadores del servicio de las ZNI perdieron recursos por cerca de \$1.261 millones asignados para el primer semestre de 2008, dado que incumplieron el artículo 2° de la Ley 1117 de 2005.

## 6.5 PERSPECTIVAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

Con el fin de que la cobertura del servicio público de energía se pueda extender a personas de menores ingresos, el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 en concordancia con el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 facultó al Ministerio de Minas y Energía para establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación de todas las actividades involucradas en la prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyan cláusulas de exclusividad con las cuales ninguna otra empresa o entidad podrá prestar el servicio inherente a cada Actividad Concesionada en el Área.

Así lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, en el 2009 invita a quienes reúnan los requisitos que se exigen en el Pliego de Condiciones, a presentar Propuestas para celebrar un contrato de concesión para prestar con exclusividad, el servicio público de energía eléctrica para cada una de las Actividades Concesionadas en el Área Exclusiva.

Mediante los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo de las Actividades Concesionadas, el Ministerio



de Minas y Energía busca implementar esquemas sostenibles de gestión que les permitan a los usuarios ubicados en las Zonas no Interconectadas, tener acceso a un mejor servicio de energía eléctrica en términos de calidad, cobertura y continuidad.

Para lograr el anterior objetivo, el Concesionario se obliga a cumplir con los Niveles de Prestación del Servicio exigidos en el contrato. Para alcanzar este propósito, el Concesionario ejecutará las inversiones que estarán enmarcadas en un Plan de Inversiones.

De igual forma, el Concesionario deberá rehabilitar, operar y mantener la Infraestructura existente, y hacer las reposiciones que sean del caso, para cumplir con los Niveles de Prestación del Servicio exigidos. El Contrato es enfático en incentivar el uso de Fuentes no Convencionales de Energía, razón por la cual a los Proponentes se les exige aportar experiencia en construcción y operación de proyectos de generación a partir de Fuentes no Convencionales de Energía.

La verificación de la ejecución del Contrato, se llevará a cabo a través de una Interventoría, sin perjuicio de las facultades a cargo del Ministerio de Minas y Energía en su calidad de concedente, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y del IPSE.

El MME entregará la infraestructura para la prestación de cada una de las Actividades Concesionadas, en los términos descritos en el Contrato de Concesión.

Para realizar las inversiones que demanda la ejecución del Contrato, el Concesionario deberá aportar capital propio, y contará con recursos del FAZNI. La remuneración por la ejecución del Contrato provendrá de la aplicación de las Tarifas a los Usuarios regulados, en concordancia con lo establecido en la Resolución 160 de 2008 de la CREG.

## 6.6 OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

TABLA 41. HORAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR AÑO

Parques asumidos a partir de 2004	2004	2005	2006	2007	2008
Leticia	24	24	24	24	24
Inírida	12	18	18	18	18
Mitú	6	9	9	9	9
Puerto Carreño	18	24	24	24	24
Bahía Solano	24	24	24	21	24
López de Micay	10	12	24	24	24
Guapi	10	18	18	18	18
Mongón	0	24	24	24	24
Acandí	16	16	18	18	18
Capurganá	8	8	18	18	18
Satinga	0	12	12	12	12
Salahonda	6	12	12	12	12
Puerto Leguízamo	6	12	12	12	12
Total horas	140	213	237	234	237
<b>Promedio de incremento en horas de generación</b>					<b>69%</b>

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

Como se muestra en el cuadro anterior en las 13 centrales de generación, administradas operadas y mantenidas a través de terceros (GENSA S.A E.S.P y CEDENAR S.A E.S.P) el promedio de horas de generación se incrementó en un 69% en el 2008 con respecto al 2004.

## 6.7 SEGUIMIENTO TÉCNICO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

TABLA 42. CUADRO DE MANDO

Programa	Nombre del Proyecto	Redes de Alta Tensión (115 kV - 44 kV) / Longitud km	Redes de Media Tensión (34,5 kV - 13,2 kV) / Longitud km	Vr. Proyecto (\$ Millones)	Entrada en Operación	Porcentaje de avance Jul-08	Impacto Social			
							Población Beneficiada	Número de Habitantes	Incremento en horas	Total Incremento Horas
Cobertura	Interconexión Carmen del Darien (Chocó) - Murindó (Antioquia)	(44 kV) 32 km		4.350	Ago-08	100%	Murindo	2.280	5 a 24	19
	Interconexión La Uribe (Meta) - La Julia		(34,5 kV) 65km	5.477	May-08	100%	La Julia	3.660	6 a 24	18
	Interconexión Milán (Caquetá) - San Antonio de Getuchá (Caquetá)		(34,5 kV) 49,5 km	5.200	Ago-08	100%	San Antonio de Getucha	3.405	6 a 24	18
	Interconexión Loma Linda - Pto. Lleras (Meta) - Pto Rico (Meta)		(34,5 kV) 19,5 km	7.800	May-08	100%	Puerto Rico	4.875	12 a 24	12
	Interconexión San José del Guaviare (Guaviare) - Puerto Concordia (Meta)		(34,5 kV) 23 km	2.221	Dic-07	100%	Puerto Concordia	7.566	12 a 24	12
	Repotenciación Subestación El Doncello a 115 kV e Interconexión El Paujil (Caquetá) - Cartagena del Chaira (Caquetá)						Cartagena del Chairá	9.426	8 a 24	16
	Interconexión Mocoa (Putumayo) - San Juan de Villalobos (Cauca)		(34,5 kV) 64 km	11.146	Dic-08	95%	San Juan de Villalobos	1.055	6 a 24	18
	Interconexión Pto. Guzman (Putumayo)-Piamonte (Cauca)		(13,2 kV) 33 km	1.320	Sep-08	95%	Piamonte	415	6 a 24	18
Energía Renovable	Necoclí - Corregimiento El Totumo - Vereda Nueva Pampa (Antioquia) - Gasificador 50 kW (Primera Fase)		(13,2 kV) 1,5	800	Ago-08	100%	Necoclí	10.349	12 a 24	24
	Nazareth (Guajira) - Poligeneración Eólico-Solar-Diesel			2.600	Ago-09	20%	Nazareth	1.030	0 a 24	24
	Isla Fuerte (Bolívar)-Híbrido Solar-GLP			2.000	Dic-08	50%	Isla Fuerte	1.650	0 a 12	12
<b>TOTAL</b>				<b>48.549</b>				<b>45.711</b>		

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

TABLA 43. SEGUIMIENTO A OTROS PROYECTOS ENERGÉTICOS

Proyecto	Valor (Millones de pesos)	Ente ejecutor	Año de entrada en operación	Población beneficiada
Mantenimiento y mejoramiento de obras civiles y eléctricas en la Quebrada Pedregal de la PCH de Mutatá y del sistema eléctrico Mutatá El Valle Ciudad Mutis en Bahía Solano, Chocó.	\$ 1.242	Empresa de Energía de Cundinamarca	2008	10.000
Construcción y puesta en funcionamiento de la central de generación, subestación eléctrica, redes de media y baja tensión, alumbrado público, acometidas e instalaciones internas en Isla Fuerte, Bolívar.	\$ 1.935	Centrales Eléctricas de Norte de Santander	2008	2.000
Elaboración de especificaciones técnicas y valoración de proyectos de infraestructura eléctrica en las Zonas No Interconectadas	\$540	CIDET	2009	ZNI

Fuente: Subdirección de Contratos y Seguimiento, Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

### Mantenimiento y mejoramiento de las obras civiles y eléctricas en la Quebrada Pedregal de la PCH de Mutatá y del sistema eléctrico Mutatá El Valle Ciudad Mutis en el municipio de Bahía Solano, Chocó

Como respuesta al siniestro ocurrido en septiembre 15 de 2007 luego de intensas lluvias que afectaron la integridad de la tubería de presión se contrataron los trabajos de recuperación con la Empresa de Energía de Cundinamarca para restablecer la prestación del servicio con 24 horas gracias a la generación hidroeléctrica que

reinició a partir del cinco de septiembre de 2008 con la operación de la Empresa de Energía de Cundinamarca y continua generando en la actualidad.

### **Construcción y puesta en funcionamiento del sistema energético de Isla Fuerte**

Este proyecto de Isla Fuerte es un modelo tipo para tomar como referencia para otros proyectos energéticos con combustible gas licuado del petróleo, GLP, cumpliendo con las normas técnicas vigentes, tales como RETIE, Norma NTC 2050, y normas constructivas que apliquen para esta zona. El proyecto fue terminado en noviembre de 2008 y en la actualidad se encuentra en operación.

### **Elaboración de especificaciones técnicas y valoración de costos de infraestructura eléctrica en las Zonas No Interconectadas**

Los cambios tecnológicos y la necesidad de ampliar el alcance de las normas técnicas existentes en el IPSE para incluir toda la cadena energética en las ZNI con generación, distribución, acometidas e instalaciones internas, han llevado al IPSE a la necesidad de contratar un organismo de normalización de productos eléctricos para apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la estructuración y formulación de normas técnicas y de seguridad, aplicables a las ZNI, velar por el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad para la prestación del servicio de energía eléctrica y para las instalaciones eléctricas de toda naturaleza dentro del territorio de su competencia, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 257 de 2004. Este convenio se firmó a finales del año 2008 y se espera que esté terminado a mediados del año 2009.

#### **6.7.1 LOGROS EN CALIDAD**

El proyecto de implementación y certificación en la norma NTCCP 1000:2004, se realizó en nueve meses, inició en octubre de 2007 y culminó en julio de 2008, mediante la decisión de certificar al Instituto por parte del Comité Técnico de ICONTEC, con los siguientes resultados:

- 15 Procesos certificados por el ICONTEC.
- 9 Auditores Internos.
- Valor del proyecto: \$7.000.000 (Costo de la Auditoria Externa realizada por el ICONTEC).

Igualmente se mantuvo la certificación en la Norma ISO 9001:2000 y la articulación del MECI a estas dos normas.

Revisado el programa de auditorías internas año 2008, se dio cumplimiento en un 100%, a lo programado por parte del líder del proceso de Gestión de auditorías.

El modelo Estándar de Control Interno, MECI, de acuerdo con los rangos establecidos por el Departamento Administrativo de la Función Pública, el nivel de implementación arrojó un avance del 99,93, situación que indica que la entidad ha respondido a la necesidad de definir e implementar todos los elementos que se requieren para fortalecer la transparencia administración pública.

## **7 MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO**

### **7.1 MERCADO MAYORISTA**

#### **7.1.1 CARGO POR CONFIABILIDAD**

Las subastas de Obligaciones de Energía Firme se realizaron el 5 y 6 de mayo de 2008.

Los resultados se resumen en las siguientes tablas:

**TABLA 44. PLANTAS NUEVAS MENORES A 4 AÑOS DE CONSTRUCCIÓN**

PLANTAS NUEVAS MENOS 4 AÑOS CONSTRUCCIÓN			
Nombre	Año	MW	GWh
Gecelca	2012	150	1116
Termocol	2010	202	1678
Amoyá	2011	78	214
<b>Total</b>		<b>430</b>	<b>3008</b>

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

**TABLA 45. PLANTAS NUEVAS MAYORES A 4 AÑOS DE CONSTRUCCIÓN**

PLANTAS NUEVAS MAYORES A 4 AÑOS CONSTRUCCIÓN			
Nombre	Año	MW	GWh
Cucuana(H )	2013	60	50
MielII(H)	2014	135	184
Sogamoso	2013	800	2350
El Quimbo (H)	2014	396	1650
PorceIV(H)	2015	400	962
Pescadero - Ituango(H)	2018	1200	1085
<b>Total</b>		<b>2991</b>	<b>6281</b>

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

Igualmente se hizo el análisis de la conveniencia de realizar una Subasta de Obligaciones de Energía Firme para el período 2013 - 2014 y se publicó el proyecto de resolución de carácter general con el fin de fijar la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2013 y el 30 de noviembre de 2014. Encontrándose que para el período 2013 - 2014 no se requiere hacer subasta, dado que el crecimiento de la demanda ha sido menor al esperado, con lo cual con la oferta que se tendría para esa época era suficiente. Por lo tanto, se haría una asignación a prorrata.

Adicionalmente, se publicó el documento para comentarios sobre demanda desconectable voluntaria, mecanismo para complementar el mercado secundario de confiabilidad, mediante la Circular 107 de 2008. Con esto se busca que la demanda entre para participar activamente en el mercado de la energía firme.

### 7.1.2 MERCADO ORGANIZADO REGULADO, MOR

Conforme al estudio realizado por la Comisión sobre el desarrollo del mercado de contratos bilaterales de suministro de energía presentado en el documento CREG 065 de 2006, en donde se evidencia que los precios de los contratos con destino al mercado regulado son en general superiores a los precios de los contratos con destino al mercado no regulado. La Comisión procedió a modificar el esquema vigente de compra de energía con destino al mercado regulado basado en licitaciones públicas, por considerar dichas diferencias de precio eran injustificadas.

El nuevo esquema propuesto fue denominado Mercado Organizado Regulado, MOR, y consiste en la compra de energía con destino al mercado regulado mediante la realización de una subasta centralizada. Para su diseño la CREG realizó varios estudios internos y adicionalmente a finales del año 2007 contrato un estudio con la firma de consultoría Trígono sobre las garantías del esquema (cuyo documento final fue entregado a la comisión en el año 2008).

Con base en dichos estudios, la Comisión elaboró el documento CREG 077 de 2008 titulado “Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR”, en el que se presentó para comentarios una propuesta de diseño del MOR que abarcó los principales temas: Producto, Demanda Objetivo, Subasta, Transacciones en el mercado, Liquidación, Recaudo, y Garantías.

Este documento, los comentarios recibidos al mismo, y los avances del estudio contratado con la firma Lewin & Wills sobre los posibles efectos tributarios del esquema, fueron la base para la publicación de la resolución de consulta CREG 023 de 2009, que contiene una propuesta regulatoria para la implementación del esquema. Una vez finalizado el periodo de consulta de la resolución mencionada (26 de abril de 2009), la CREG procederá con base en los comentarios recibidos a elaborar la resolución definitiva del MOR.

### **7.1.3 REMUNERACIÓN CENTRO NACIONAL DE DESPACHO C.N.D, ADMINISTRADOR DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES A.S.I.C Y LIQUIDADOR Y ADMINISTRADOR DE CUENTAS DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN, L.A.C**

Mediante la Resolución CREG 048 de 2008 aprobó a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. un Gasto Operativo Base mensual para el Período Tarifario, el Programa Quinquenal de Inversiones y unos gastos adicionales para el primer año del periodo tarifario. XM es el Operador del Mercado de Energía, sus ingresos deben ser regulados debido a que es un monopolio porque es la única empresa que desarrolla ésta actividad.

### **7.1.4 DECISIÓN CAN 536, TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE)**

Durante el segundo semestre de 2008, la CREG y el CONELEC, a partir de una reunión de los ministerios de ambos países, acordaron suprimir en las transacciones el valor del Cargo por Potencia en Ecuador y el Cargo por Confiabilidad en Colombia. Esta decisión se adoptó en Colombia con la Resolución CREG 096 de 2008.

### **7.1.5 ARMONIZACIÓN REGULATORIA COLOMBIA y PANAMÁ**

Durante el 2008 Red Eléctrica finalizó una consultoría en donde se diseñaron tres alternativas regulatorias para los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Panamá (los análisis incluyeron Comunidad Andina de Naciones y Mercado Eléctrico Regional).

En las conclusiones de la citada consultoría se recomendó la necesidad de un Acuerdo Binacional dentro del cual se estableciera los principios y temas que regirían los intercambios.

Dentro de este contexto, los presidentes de Colombia y Panamá, en agosto de 2008, se reunieron y firmaron una Acta con las siguientes directrices sobre cómo será el desarrollo de la Interconexión.

1. Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión entre Colombia y Panamá y los intercambios de energía eléctrica entre los dos países.
2. El esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.
3. El proyecto será de conexión, a riesgo, y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá.
4. Las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional.

A partir de la referida Acta, los respectivos ministerios en ambos países suscriben un Acuerdo con los siguientes principios y temas que los reguladores deberán desarrollar:

Principios:

- Eficiencia.

- Transparencia.
- Neutralidad.
- Simplicidad.
- Reciprocidad.

Temas:

- Tipos de intercambio, contratos y de oportunidad.
- Organización: quiénes y cómo participan en los intercambios de electricidad.
- Mecanismos de asignación de la capacidad de la interconexión.
- Principios básicos para el desarrollo de los acuerdos comerciales y operativos entre operadores de ambos países.
- Mecanismos de solución de controversias.
- Los demás que se consideren relevantes.

A partir de las directrices establecidas en el Acuerdo de los Ministros, la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá, acuerdan los siguientes temas:

- Desarrollo de la interconexión.
- Libre acceso.
- Asignación de la capacidad de la interconexión.
- Transacciones de potencia y/o energía de largo plazo.
- Transacciones de energía de corto plazo.

Actualmente los dos reguladores, en forma coordinada, están desarrollando el detalle de la regulación según el Acuerdo que firmaron.

## 7.2 TRANSMISIÓN

Con base en el proceso iniciado con la Resolución CREG 007 de 2005 que publicó las bases metodológicas con las cuales se adelantaría el estudio de la modificación de las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, la Comisión expidió la Resolución CREG 110 de 2007 a través de la cual se sometió a consulta la propuesta de resolución para establecer dichas fórmulas.

Una vez expedida la propuesta de modificación y en cumplimiento del procedimiento ordenado por el Decreto 2696 de 2004, se prepararon las cartillas explicativas que fueron enviadas a las distintas gobernaciones para su correspondiente divulgación y se adelantaron audiencias públicas en las ciudades de Cali, Medellín, Barranquilla y Bogotá D.C. También se llevó a cabo un taller con los Transmisores Nacionales en el cual se presentaron los comentarios acerca de la Resolución CREG 110 de 2007.

Como resultado de este proceso se hicieron los análisis de los estudios adelantados sobre determinación de unidades constructivas y su valor a reposición a nuevo, gastos de AOM y factor de productividad, que sirvieron de base para la propuesta metodológica para la remuneración de la actividad. Así mismo, se recogieron y analizaron los comentarios y sugerencias presentados a la propuesta, se revisaron algunos aspectos y se efectuaron los ajustes que se consideraron pertinentes.

Como parte de esta metodología, en julio de 2008 se expidió la Resolución 083 de 2008, por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa.

Finalmente, en febrero de 2009 se aprobó la Resolución CREG 011, mediante la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN. Se fijó el 27 de abril como plazo para que los Transmisores Nacionales entreguen el inventario de activos, para lo cual se publicó en la página de Internet de la CREG el respectivo formato. Con los inventarios recibidos se procederá al respectivo análisis y aprobación.

## 7.3 DISTRIBUCIÓN

### 7.3.1 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN

A través de la Resolución CREG 001 de 2008 la Comisión puso en conocimiento del público en general el proyecto de resolución con la metodología propuesta para establecer la tasa de retorno aplicable para la actividad de distribución de Energía Eléctrica, que fue finalmente aprobada en la Resolución CREG 093 de 2008.

En el mismo sentido, continuando con el proceso iniciado con la Resolución CREG 111 de 2006 que publicó las bases metodológicas con las cuales se adelantaría el estudio de la modificación de la metodología de Distribución, la Comisión expidió la Resolución CREG 036 de 2008 a través de la cual se sometió a consulta la propuesta de metodología de la actividad de Distribución de energía eléctrica.

Una vez expedida la propuesta de modificación, continuando con el procedimiento ordenado por el Decreto 2696 de 2004, se prepararon las cartillas explicativas que fueron enviadas a los gobernadores de todos los departamentos del país y se adelantaron audiencias públicas en las ciudades de Cali, Medellín, Barranquilla y Bogotá D.C. También se adelantaron talleres con las agremiaciones y con los Operadores de Red, donde se presentaron los aspectos relativos a la propuesta metodológica y se recogieron inquietudes.

Como resultado de este proceso se profundizaron los estudios existentes, se revisaron algunos aspectos y se efectuaron los ajustes que se consideraron pertinentes, y nuevamente se puso a consideración del público en general la propuesta de metodología de la actividad de Distribución a través de la Resolución CREG 094 de 2008.

Finalizando el proceso anteriormente mencionado, mediante la Resolución 097 de 2008, se aprobó la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En cumplimiento de la citada resolución CREG 097 de 2008, durante el 2008 se inició el procedimiento de aprobación de cargos por uso a los Operadores de Red del país. Presentaron solicitudes los siguientes Operadores de Red:

- Electrificadora de la Costa Atlántica S. A. E.S.P.
- Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.
- Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P.
- Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P.
- Centrales Eléctricas del Cauca S. A. E.S.P.
- Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P.
- CODENSA S. A. E.S.P.
- Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P.
- Compañía Energética del Tolima S. A. E.S.P.
- Distribuidora del Pacífico S. A. E.S.P.
- Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.
- Electrificadora del Caquetá. S. A. E.S.P.
- Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.
- Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Arauca S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Casanare S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Pacífico S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Putumayo S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S. A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.

- Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Energía Eléctrica S. A. E.S.P.
- Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P.
- Ruitoque S. A. E.S.P.

De conformidad con lo previsto en el capítulo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, la CREG contrató con cinco firmas auditoras la verificación de la información reportada por los Operadores de Red con su solicitud. De acuerdo con lo establecido en el artículo 111 de la Ley 142 de 1994, la Comisión cuenta con cinco meses para decidir la solicitud, contados a partir de la publicación de un resumen de lo solicitado en un periódico de amplia circulación. Este término es susceptible de extenderse por las solicitudes de información adicional dentro de la actuación administrativa. Además, una vez expedido el acto, éste es susceptible de ser recurrido y sólo alcanzará firmeza cuando se resuelva el recurso, lo cual puede demandar un término adicional de tres meses.

### **7.3.2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Se realizó la revisión de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local, SDL, establecida mediante la Resolución CREG 070 de 1998 y aquellas que la modificaron o complementaron. En esta regulación se establecían metas trimestrales de frecuencia, FES, y duración, DES de indisponibilidades en el suministro de energía eléctrica, iguales para todos los distribuidores, que al ser superadas generarían compensaciones monetarias a los usuarios.

Para definir un nuevo esquema sobre la materia se realizó una revisión a la regulación internacional y se analizó el desempeño histórico de las empresas distribuidoras en Colombia, en respuesta a las normas que se aplicaron. Como resultado se definió un esquema de incentivos y compensaciones basado en la calidad promedio histórica de cada empresa de distribución fundamentado en la implementación de un Sistema de Gestión de la Distribución para garantizar un nivel confiable en la información, de forma tal que las empresas que mejoren o desmejoren la calidad promedio que entregan a sus usuarios recibirán un incentivo positivo o negativo, respectivamente.

Adicionalmente, para los Sistemas de Transmisión Regional, STR, que hacen parte del sistema de distribución, se acogió una metodología similar a la que se aplica actualmente en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, esto es, los activos de este sistema se remunerarán en proporción a su disponibilidad.

En la calidad del servicio del STR se están analizando los comentarios de los Operadores de Red, OR, y la propuesta de reglamento presentada por XM. Adicionalmente, se han adelantado reuniones con XM con el fin de definir detalles de la puesta en funcionamiento el nuevo esquema de calidad a partir del 1 de julio de 2009.

En cuanto al tema de Calidad del Servicio en el SDL, junto con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se han adelantado revisiones a los formatos de solicitud de información comercial de las empresas de Distribución con el fin de aumentar la calidad y la precisión de la información que se utilizará en el aplicación del esquema de incentivos.

### **7.3.3 CÓDIGO DE MEDIDA**

Con el fin de establecer las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía para efectos de los intercambios comerciales en el Mercado Mayorista de Energía y de las relaciones entre agentes y usuarios, se expidió resolución para comentarios y se incluyó documento soporte. Se realizaron reuniones con los comercializadores para precisar el impacto de la propuesta en cada empresa y recibir información adicional. Con base en la información recopilada y los comentarios recibidos se realizaron los análisis correspondientes y para el 2009 se tiene proyectado expedir la resolución definitiva.

## **7.4 COMERCIALIZACIÓN**

### **7.4.1 REGLAS RELATIVAS A LA INTEGRACIÓN, ESCISIÓN DE MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD Y NUEVOS MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN**



Se expidió la Resolución 156 de 2008 que establece las disposiciones relativas a la integración de mercados de comercialización y distribución de electricidad, cuando el mercado resultante de la integración vaya a ser servido por un comercializador de los mercados preexistentes.

#### 7.4.2 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DE UN MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN

En desarrollo de lo establecido en el Decreto 387 de 2007 la CREG contrató a la firma Ingeniería Especializada S.A., IEB S.A., para asesorar a la Comisión en lo relacionado con la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía.

El Consultor entregó el informe relacionado con la metodología para la determinación de dichas pérdidas con una propuesta para la evaluación de los planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas y que se publicó a través de la Circular CREG 024 de 2008. La evaluación y estudio del informe se encuentra programada para el 2009.

### 7.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS, ZNI

#### 7.5.1 TASA DE REMUNERACIÓN PARA LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN LAS ZNI



La Comisión de Regulación publicó para consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados la Resolución CREG 027 de 2009 que contiene la propuesta de revisión a los parámetros aplicables de la metodología utilizada para determinar el costo promedio ponderado de capital (WACC por sus siglas en inglés) para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Esta resolución también contiene las reglas para verificar la existencia de motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en las Zonas No Interconectadas.

#### 7.5.2 METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN LAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO EN LAS ZNI

Mediante la Resolución CREG 091 de 2007, la Comisión aprobó las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas

tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.

Mediante la Resolución CREG 153 de 2008, la CREG sometió a consulta un nuevo proyecto de resolución con el cual se pretendía modificar la Resolución CREG 091 de 2007 incluyendo las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos.

La propuesta regulatoria se aprobó mediante la Resolución 161 de 2008.

#### 7.5.3 TARIFAS DE SAN ANDRÉS

La Comisión de Regulación publicó para consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados la Resolución CREG 085 de 2008 que contiene la propuesta sobre la metodología general para remunerar las actividades de

generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Esta propuesta fue presentada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en un taller realizado en la ciudad de San Andrés el 27 de octubre de 2008, al cual fueron invitados los vocales de control social, la Superintendencia de Servicios Públicos, los prestadores del servicio público de energía eléctrica, las autoridades departamentales, y los usuarios en general, con el fin de exponer la propuesta, absolver preguntas y recibir comentarios.

La Comisión envió dos solicitudes de información de distribución a la empresa EEDAS S.A. ESP las cuales no han sido respondidas por el prestador, lo que ha dificultado la determinación final de la metodología tarifaria a aplicar.

#### 7.5.4 ÁREA DE SERVICIOS EXCLUSIVO PARA SAN ANDRÉS

Mediante la Resolución CREG 072 de 2008 la Comisión sometió a consulta la propuesta regulatoria con la cual se pretendía establecer las condiciones para la inclusión de cláusulas de exclusividad en contratos de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

El 27 de octubre de 2008, la CREG llevó a cabo un taller en la ciudad de San Andrés, al cual fueron invitados los vocales de control social, la Superintendencia de Servicios Públicos, los prestadores del servicio público de energía eléctrica, las autoridades departamentales, y los usuarios en general, con el fin de presentar la propuesta, absolver preguntas y recibir comentarios.

Mediante la Resolución CREG 152 de 2008, la CREG sometió a consulta un nuevo proyecto de resolución con el cual se pretendía definir las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos.

Finalmente, esta propuesta regulatoria se aprobó mediante la Resolución 160 de 2008.

## 8 ENERGÍA NUCLEAR

Las principales actividades desarrolladas por el Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía, se agrupan en tres grandes áreas, a saber: Infraestructura reguladora, Acuerdos y Tratados Internacionales y Asistencia Técnica Internacional.

### 8.1 INFRAESTRUCTURA REGULADORA

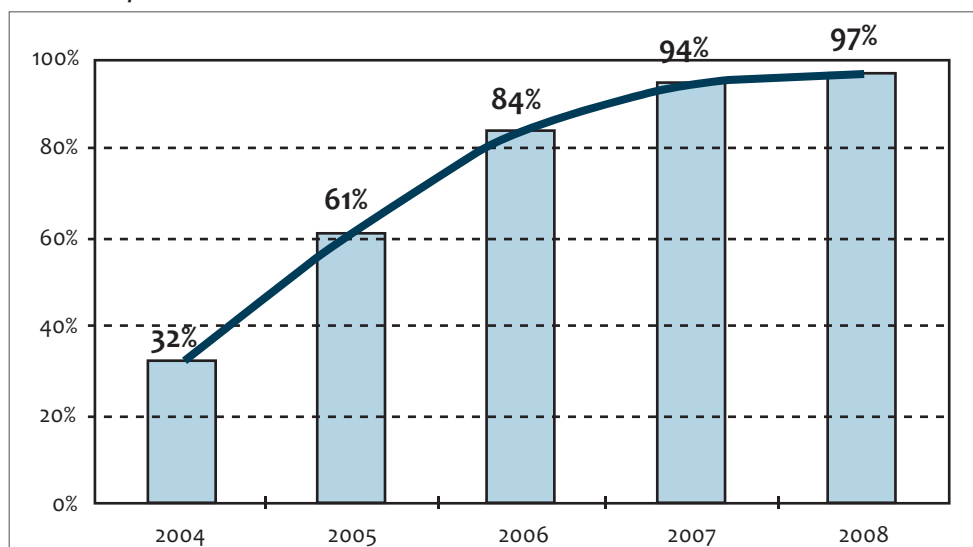
Las actividades más destacables en este campo son las siguientes:

#### A) Normatividad Expedida

- Resolución 18-0052 de 2008, mediante la cual se adopta el sistema de categorización de las fuentes radiactivas, de acuerdo con los principios establecidos en el “Código de Conducta sobre la Seguridad Tecnológica y Física de las Fuentes Radiactivas y las Directrices Complementarias sobre la Importación y Exportación de Fuentes Radiactivas”.

Colombia ha avanzado significativamente en la creación de un entorno reglamentario que fija las condiciones de seguridad tecnológica y física para las instalaciones que utilizan materiales radiactivos en el país, garantizando la seguridad de los trabajadores ocupacionalmente expuestos y del público en general así como la protección del medio ambiente, tal y como lo revelan los indicadores para la función de licenciamiento de instalaciones radiactivas que operan en el territorio nacional.

GRÁFICA 70. EVOLUCIÓN DEL LICENCIAMIENTO DE INSTALACIONES USUARIAS DE FUENTES RADIATIVAS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Grupo Asuntos Nucleares.

### B) Proyecto: Almacén de Fuentes Radiactivas en Desuso

Dada la connotación de seguridad que tiene el tema del manejo y gestión segura de las fuentes radiactivas, tanto a nivel nacional como internacional, el Ministerio de Minas y Energía, en diciembre de 2005, en representación del Gobierno de Colombia suscribió con el Gobierno de Estados Unidos de América, a través de su Departamento de Energía, un Memorando de Entendimiento, MDE.

En enero de 2009 el Ministerio recibe las instalaciones y equipos de seguridad física para el nuevo almacén temporal para las fuentes radiactivas en desuso donado por el gobierno de los Estados Unidos gracias al acuerdo establecido en el Memorando de Entendimiento suscrito.

Con estas instalaciones, de las más modernas de su tipo en el mundo, Colombia da un paso definitivo en el cumplimiento del objetivo fundamental de la gestión de desechos radiactivos: obrar de forma tal que se protejan la salud humana y el medio ambiente, tanto para el presente como en el futuro, sin imponer cargas indebidas a las generaciones futuras.

## 8.2 ACUERDOS Y TRATADOS INTERNACIONALES

En esta área el resultado más destacable es:

- El Gobierno Nacional expidió la Ley 1191, del 6 de mayo de 2008, mediante la cual se aprueba el Acuerdo “Acuerdo de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América Latina y El Caribe, ARCAL”.

## 8.3 ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL

El Grupo de Asuntos Nucleares, en su calidad de Oficina Nacional de Enlace de Colombia con el Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, efectúa regularmente el proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de los proyectos que conforman el Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia para cada ciclo. Además, el GAN ofrece el apoyo técnico durante todo el proceso de conformación de los proyectos de cooperación, el cual cubre desde la idea de proyecto hasta la formulación inicial del mismo para ser sometido a la consideración del OIEA, utilizando las metodologías exigidas por el OIEA para su consideración.

La asistencia técnica que Colombia recibe de parte del OIEA tiene las siguientes vías: Programa Ordinario de Asistencia Técnica; Proyectos Regionales e Interregionales, y la tabla siguiente resume el comportamiento de la misma durante el periodo 2004 - 2008.

TABLA 46. COOPERACIÓN TÉCNICA COLOMBIA - OIEA 2004 - 2008

Componente	Nacional (US\$)	Regional (US\$)	Interregional (US\$)	Total (US\$)
Expertos	313.399	251.958	16.014	581.371
Reuniones	8.191	248.696	0	256.887
Becas	414.709	0	0	414.709
Visitas Científicas	86.683	0	0	86.683
Cursos de Entrenamiento	22.078	251.687	4.958	278.723
Equipamiento	1.803.379	313.273	9.069	2.125.720
Sub - contratos	0	0	646	646
<b>TOTAL US\$</b>	<b>2.648.438</b>	<b>1.065.615</b>	<b>30.687</b>	<b>3.744.740</b>

Fuente: TC Conuntry Profile, IAEA-TCPCS.

## 9 USO RACIONAL DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

### 9.1 USO RACIONAL DE ENERGÍA

En cumplimiento de las funciones en esta materia, la UPME emprendió labores de divulgación, promoción, planeación e institucionales, encaminadas principalmente a definir y poner en práctica la cultura de URE en los diferentes sectores y su aplicación a algunas actividades en las cuales participa directamente el Estado.

Las principales actividades y logros realizados desde el segundo semestre de 2008 hasta el primer trimestre del 2009, se pueden resumir como sigue:

- **Coordinación técnica por parte de la UPME, en el Proyecto GEF PNUD COL 43132 de etiquetado en eficiencia energética para la Comunidad Andina de Naciones.**

Se presentó el proyecto ante la secretaría del GEF, se recibió aval de aprobación, y se espera que en próximo COUNCIL de junio del presente año, se de el aval por parte del GEF, para iniciar su ejecución. Esta ejecución está prevista para el último semestre de 2009.

- **Coordinación técnica por la UPME el Proyecto GEF PNUD de eficiencia energética en edificaciones**

Se presentó el proyecto ante la secretaría del GEF. Se espera recibir el aval de aprobación en el próximo COUNCIL a llevarse a cabo en junio del presente año para iniciar su ejecución prevista para el último semestre de 2009.

- **Elaboración de la Norma Técnica Colombiana de Gestión Integral de la Energía**

Se conformó el Comité Técnico de Normalización 228 de Sistema de gestión Integral de la Energía SGIE, la presidencia de este Comité la ejerce la UPME, y adicionalmente este comité se reúne mensualmente. Se desarrolló la propuesta de la componente energética a incluir en la NTC de SGIE, la cual está a consideración del Comité. Se aspira a que Colombia cuente con la Norma Técnica Colombiana NTC de Gestión Integral de la Energía debidamente ratificada para el último semestre del 2009.

- **Acompañamiento por la UPME al programa de Gestión Integral de la Energía a desarrollar en el marco de la ley de Ciencia y Tecnología COLCIENCIAS**

Se elaboró la propuesta de documento del programa para ser presentada a COLCIENCIAS. Se logró la aprobación del programa por parte de COLCIENCIAS. Se espera iniciar el desarrollo del programa a partir de mayo de 2009 con un fuerte liderazgo del sector Minas y Energía y la UPME.

- **Apoyo al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la Reglamentación Técnica de Eficiencia Energética**

Para prestar este apoyo, la UPME está orientando desde la perspectiva energética la actualización de las Normas Técnicas Colombianas NTC de eficiencia energética de la serie 5000 requeridas para la formulación de la Reglamentación Técnica de eficiencia energética, para lo cual se participa en los Comités Técnicos de Normalización de Refrigeración, motores eléctricos y aire acondicionado. Para apoyar a las entidades del orden estatal en el cumplimiento a la reglamentación expedida por el MME con respecto a temas de iluminación, la UPME ha elaborado la aplicación de software “Guía para la gestión eficiente de la iluminación en entidades estatales”.

## 9.2 COMISIÓN INTERSECTORIAL PARA USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Como resultado de análisis sectoriales y subsectoriales utilizando los modelos dinámicos y econométricos, la UPME elaboró los diferentes escenarios de URE al igual que la identificación de los principales proyectos y programas de eficiencia energética para el país, lo anterior se consolida como información primaria requerida para la formulación del PROURE. Adicionalmente, la UPME hizo entrega de los estudios base para la estructuración y formulación del PROURE, que será adoptado por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Es importante señalar que la UPME ha prestado asistencia técnica a las entidades integrantes de la CIURE en la identificación, diseño y formulación de gestión energética.

## 9.3 REALIZACIÓN DE SEMINARIOS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA EN VARIAS CIUDADES DEL PAÍS

Durante 2008 la UPME organizó, en coordinación con empresas distribuidoras - comercializadoras de energía eléctrica, seminarios de Uso Racional de Energía dirigidos al sector industrial, al sector comercial y de servicios, al sector público y al sector residencial. Estos seminarios se llevaron a cabo en Bogotá, Bucaramanga, Barranquilla, Tunja, Medellín, Armenia, Neiva, Villavicencio, Ibagué, Pereira, Pasto, San Andrés, Cali, Cartagena y Cúcuta y cada uno de ellos se distribuyó material impreso de guías didácticas desarrolladas por la Unidad en temas de iluminación eficiente, auditorías energéticas, ahorro de combustible y gestión integral de la energía entre otros.

Esta actividad contribuye a la formación de una cultura URE necesaria para optimizar el uso de los recursos energéticos en nuestro país y la competitividad de las empresas del sector productivo.

## 9.4 REALIZACIÓN DEL CUARTO ENCUENTRO DE USO RACIONAL DE ENERGÍA

Durante 2008, la UPME, en coordinación con la ANDI, organizó el Cuarto Encuentro de Uso Racional de Energía que en esta ocasión tuvo énfasis en cogeneración y autogeneración. Este evento se llevó a cabo en Bogotá los días 1 y 2 de diciembre. Contó con la presencia del Señor Ministro de Minas y Energía, Doctor Hernán Martínez Torres, en el acto de instalación y con la masiva asistencia de representantes de las empresas de toda la cadena del sector eléctrico y de gas en el país, además de industriales, participantes del sector académico, varias entidades oficiales y estudiantes.

Como ponentes participaron destacados conferencistas nacionales e internacionales. En el encuentro se presentaron experiencias exitosas en proyectos de cogeneración y de eficiencia energética, programas de Uso Racional de Energía desarrollados por diferentes empresas de los sectores de energía eléctrica y gas y posibilidades de financiamiento para proyectos de esta índole.

## 9.5 PARTICIPACIÓN EN MESAS DE DISCUSIÓN SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA CONVOCADAS POR LA CÁMARA DE COMERCIO DE BOGOTÁ

La UPME participó activamente en las mesas de discusión convocadas por la Cámara de Comercio de Bogotá en el marco de una consultoría para definir una línea base de eficiencia energética para la capital. En dichas mesas la Unidad orientó a los participantes en torno al tema de los balances energéticos y realizó comentarios a los documentos generados como informes parciales y final.

## 9.6 CONVENIO DE COOPERACIÓN COLOMBIA CUBA

Durante 2008 se realizaron acercamientos entre representantes de ambas naciones con el fin de compartir experiencias e información en temas de URE. Desde finales de 2008, en el Ministerio de Minas y Energía y la UPME se trabaja en profundizar en la experiencia cubana en el programa de educación en temas de URE en todos los sectores académicos, con el objetivo de diseñar para Colombia una estrategia que permita llevar estos conocimientos a toda la población estudiantil desde los niños de la escuela primaria hasta los niveles universitarios.

## 9.7 ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MERITO URE

En el primer trimestre del año 2009 se está realizando la quinta convocatoria para optar al Premio Orden al Merito URE siguiendo los lineamientos del decreto 3683 de 2003 y del decreto 2688 de 2008.

## 9.8 FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

### 9.8.1 NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

En cuanto al apoyo en representación de lo público, la UPME presidió la elaboración y actualización de referencias técnicas que faciliten condiciones para el desarrollo de las FNCE, se continuó apoyando la labor normativa técnica colombiana NTC, en dos comités del Instituto Colombiano de Normas técnicas, ICONTEC, relacionados con la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

- i. Se cumplió el trámite de consulta pública de la actualización de la NTC 5363 Aerogeneradores Requisitos de Diseño.

En otras actividades relacionadas se realizó y publicaron las Memorias del foro de Normalización y Contexto Nacional en Energía Solar y Eólica, cuyos resultados es posible consultar en la página Web de la UPME en “Memorias Eventos Sectoriales” <http://www.upme.gov.co/Index4.htm>

### 9.8.2 EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Se ha continuado la labor con el IDEAM, COLCIENCIAS y la Universidad Industrial de Santander, UIS, para el establecimiento de inventarios de disponibilidad de FNCE al nivel nacional. En particular se continuó con las siguientes acciones:

- a) Conjuntamente con el IDEAM ajustes para llevar a nivel de cuencas pequeñas los resultados del Atlas Hidroenergético de Colombia, cuya publicación se ha postergado para modificar el documento con estos resultados y se espera tener para el tercer trimestre del 2009, involucrando una aproximación global a pequeños potenciales, se continúa en reuniones de trabajo con el IDEAM, el documento ya se ha transformado en un 60%, con los resultados a nivel de 4.674 cuencas y sus puntos de cierre.
- b) Se está terminando con la Universidad Industrial de Santander la elaboración del Atlas de Biomasa de Colombia, resultado de una sinergia mediante convenio interinstitucional IDEAM – COLCIENCIAS - UPME.

### 9.8.3 PROYECTO GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y CONOCIMIENTO - GI&C ONLINE DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA, FNCE. EN COLOMBIA SISTEMA DE INFORMACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS CON BASE EN UN DIAGNÓSTICO SECTORIAL

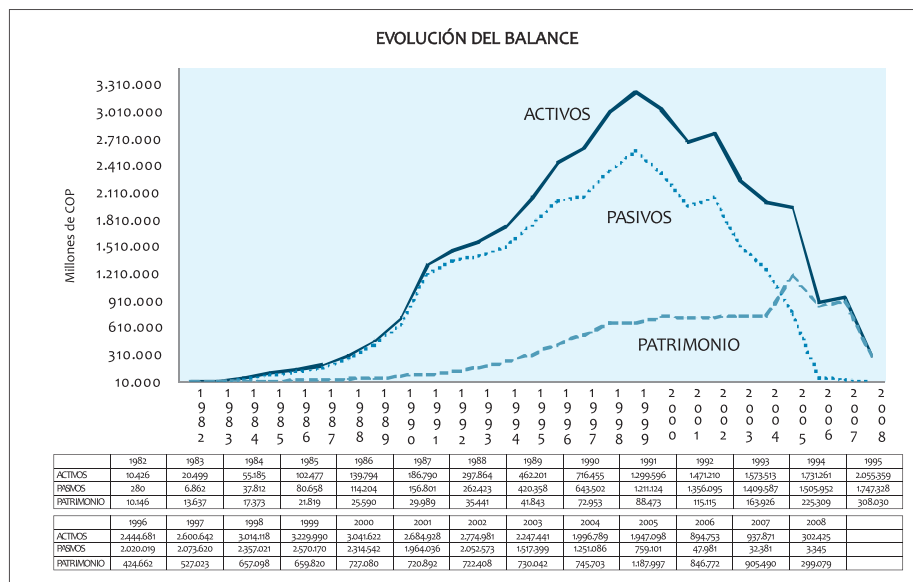
Se continua avanzando en el Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en Fuentes No Convencionales de Energía (SGI&C - FNCE), trabajado identificación de fuentes e inventarios de información y conocimiento (actor, institución, tipo, responsable, líneas de investigación, teléfono, e-mail, web), y diseñando las estrategias para su integración al SGI&C - FNCE.

## 10 FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL, FEN

### 10.1 RESULTADOS FINANCIEROS

Como se aprecia en la siguiente gráfica, hasta 1999 la FEN tuvo un crecimiento constante que le permitió llegar en ese año al punto más alto de su gestión con activos por más de 3,2 billones de pesos y pasivos por más de 2,5 billones. En 2008 el pasivo alcanzó la cifra más baja desde 1985, lo que muestra el bajo apalancamiento de la entidad con terceros.

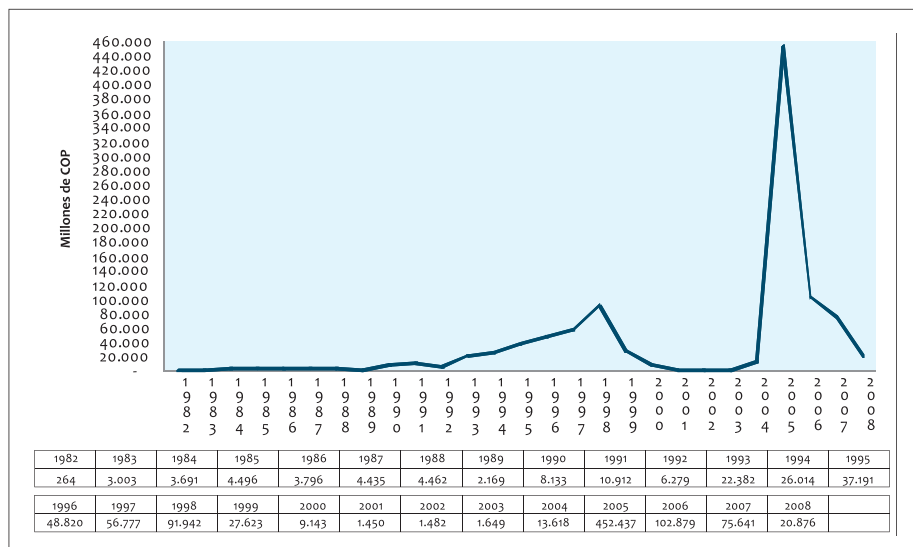
GRÁFICA 71. RESULTADOS FINANCIEROS



Fuente: Financiera Eléctrica Nacional, FEN.

Así mismo en toda su existencia la FEN ha obtenido utilidades siendo las más cuantiosas las del 2005 cuando alcanzó utilidades de \$452.437 millones, como se observa en la siguiente gráfica:

GRÁFICA 72. EVOLUCIÓN DE UTILIDADES FEN



Fuente: Financiera Eléctrica Nacional, FEN.

## 10.2 LOS PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL AÑO 2008

Los principales hechos de la gestión de la FEN durante el año 2008 son los siguientes:

- Adquirió acciones propias por \$62.586 millones contra la reserva ocasional por \$68.077 millones constituida para este propósito; en total se recompraron 285.357 acciones que equivalen a \$62.586 millones de las cuales 115.617 millones fueron acciones de la Nación por un equivalente de \$25.357,8 millones.
- Pagó utilidades retenidas en la cuenta de reservas ocasionales por \$59.954 millones.
- Disminuyó capital social con efectivo reembolso de aportes por un valor total de \$482.046 millones. En total por este concepto y por la liberación de la reserva ocasional, se repartieron a los accionistas \$542.000 millones con recursos líquidos de la FEN.
- A finales del año 2008 la Junta Directiva aprobó la creación de una línea de crédito hasta por \$20.000 millones destinada a la financiación la actividad minera con énfasis en la exploración y explotación de la minería en pequeña escala.
- Recuperó cartera por \$119.736 millones. De este monto corresponden \$45.543 millones a la cartera a cargo de EBSA, \$39.501 millones a la recuperación de la cartera otorgada al patrimonio autónomo BBVA FIDUGAN SEM, \$22.240 millones a la cartera a cargo de ENERTOLIMA, \$7.454 millones de los créditos otorgados a CEDELCA que incluyen los pagos normales por \$ 3,025 millones y prepagos a capital por \$4.429 millones y por último, recuperación por \$4.695 millones de la cartera a cargo de EMCALI.
- Atendió el pago de la garantía FG-001/95 emitida para respaldar el contrato de compra de disponibilidad de potencia firmado entre CORELCA (posteriormente cedido a GECELCA) y TEBSA respecto de la Central Termobarranquilla; los pagos hechos a TEBSA ascendieron a \$56.904 millones.
- Obtuvo reembolsos por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público y GECELCA por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Termobarranquilla por \$ 45.390 millones; por capital \$45.138,6 millones e intereses por \$251,7 millones.
- Desembolsó del saldo del crédito aprobado por la Junta Directiva para el plan de retiro voluntario de los empleados de CEDELCA por \$15.000 millones.
- Obtuvo la autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para ser Intermediario del Mercado de Valores y la membresía del Autoregulador del Mercado de Valores, AMV.
- Mantuvo la calificación de riesgo otorgada por Duff and Phelps en categoría AAA y DP1+.
- Al igual que la Nación, obtuvo la calificación de Standard and Poor's de BB+ con Outlook estable.
- No efectuó captaciones nuevas en los mercados financieros locales ni en los internacionales.
- Continuó prestando su apoyo a proyectos que se vienen desarrollando en el sector energético, mediante la administración de recursos y ejecución de actividades específicas a través de convenios interadministrativos, encargos fiduciarios y patrimonios autónomos.

En resumen, los activos de los negocios para terceros al corte del 31 de diciembre de 2008 ascienden a \$221.443 millones, conformados básicamente por las inversiones negociables en títulos de deuda, valoradas a precios de mercado en \$153.567 millones, por los saldos en las cuentas de ahorro abiertas a nombre de cada negocio en Davivienda - Red Bancafé (\$7.170 millones), por el saldo de la cartera administrada (\$58.231 millones) y por otros activos (\$2.475 millones).



En cuanto al pasivo al cierre de 2008 asciende a \$61.874 millones y está conformado principalmente por el saldo de la deuda por recaudar a favor de la Nación por concepto del servicio de deuda de los créditos otorgados en virtud del Encargo Fiduciario FEN - EPSA por \$60.645 millones.

Por su parte, los Bienes Administrados al cierre de diciembre de 2008 ascendieron a \$159.569 millones distribuidos en el saldo de aportes en dinero por \$91.840 millones, utilidades de ejercicios anteriores por \$42.550 millones y utilidades del ejercicio 2008 por \$25.179 millones.

Es de anotar que del total de los Bienes Administrados (\$159.569 millones) el 50,49% corresponde a los recursos del Convenio Interadministrativo celebrado con el Ministerio de Minas y Energía para la administración de los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos; recursos que son trasladados a las empresas del sector eléctrico y gas designadas por el Ministerio.

En lo que respecta al Estado de Resultados, se anota que los ingresos de los negocios para terceros durante del año 2008 ascendieron a \$25.179 millones, los cuales provienen básicamente de los rendimientos obtenidos por la valoración de las inversiones negociables en títulos de deuda (\$27.399 millones), de los rendimientos de las cuentas de ahorro en las que se administran los recursos de los negocios (\$1.685 millones) y por la utilidad en cambios (\$42 millones).

Los egresos sumaron \$3.946 millones y están constituidos principalmente por las comisiones bancarias y fiduciarias (\$1.485 millones) e impuestos (\$2.461 millones).

En consecuencia, el Estado de Resultados de los negocios para terceros para el 2008 arroja una utilidad de \$25.179 millones.

Durante el 2008 la FEN recibió comisiones por este tipo de negocios por \$1.555 millones; \$1.497 millones, por las comisiones de negocios para terceros y \$57,8 millones por las garantías otorgadas a EBSA - MEM.

### 10.3 EXPECTATIVAS PARA 2009

En el año 2009 los desembolsos de crédito de la FEN serán únicamente los relacionados con el crédito aprobado por la Junta Directiva para financiar la actividad minera con énfasis en la exploración y explotación de la minería en pequeña escala por \$ 20.000 millones.

Las proyecciones de recuperación de cartera y comisiones son las siguientes:

- Cartera en moneda local: \$ 79.253,8 millones.
- Contragarantías: \$ 169.583,1 millones.
- Comisiones por negocios para terceros: \$ 2.091,3 millones.

De las recuperaciones antes mencionadas se destaca lo siguiente:

Recaudo en las fechas previstas del servicio de deuda de los créditos directos en moneda local, siendo los pagos más significativos los correspondientes al servicio de deuda de los créditos a cargo de EBSA con el 53,89%, de ENERTOLIMA con el 35,08% y EMCALI con el 6,89%.

Recaudo de las contragarantías a cargo de la Nación por efecto de los pagos que se hagan durante el año 2009 para honrar las garantías otorgadas a los proyectos Termobarranquilla y Termopaipa IV.

Se estima que para el año 2009 se obtendrán ingresos por \$2.091,3 millones por concepto de comisiones de negocios para terceros. En febrero de 2009 se firmó el contrato de encargo fiduciario para administrar los recursos destinados a la construcción de la Microcentral Hidroeléctrica de Mitú, encargo que generará comisiones fiduciarias por \$1.231 millones más IVA.

Las proyecciones de pagos a cargo de la FEN durante el año 2009 son las siguientes:

**TABLA 47. PROYECCIÓN DE PAGOS PARA EL AÑO 2009**  
(Millones de pesos)

CONCEPTO	AÑO 2009
Pagos de Garantía Termobarranquilla y Termopaipa IV	169.538,10
Desembolsos de créditos	20.000,00
Pago de aportes al Fondo de Contingencias de Entidades Estatales	454,0
Pago dividendos a la Nación y otros accionistas	18.788,60
Egresos por Negocios para Terceros	3.143,62
Pagos de Funcionamiento	3.439,23
Pagos de servicios derivados de la operación financiera	1.925,52
Contribuciones a entes gubernamentales (Superfinanciera, UPME, Contraloría General)	3.798,69
Impuestos	82.730,00
Compra de activos	2.000,0
<b>TOTAL</b>	<b>305.817,70</b>

Fuente: Financiera Eléctrica Nacional, FEN.