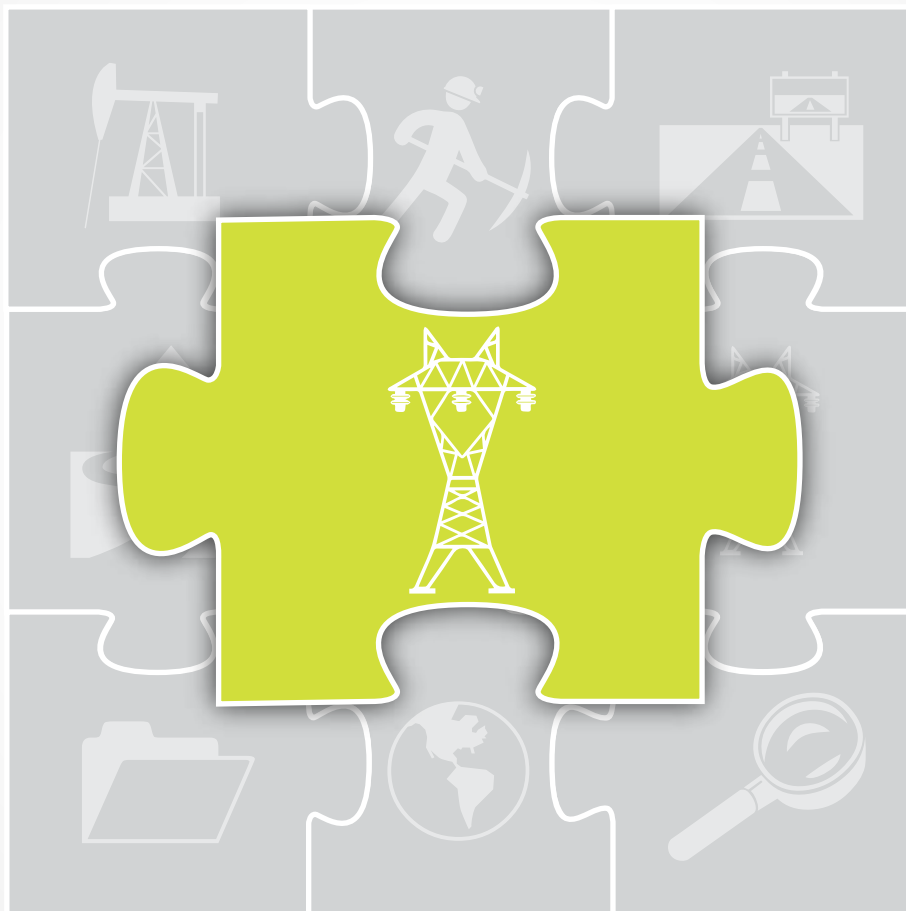


Energía eléctrica



Energía eléctrica



1. CUMPLIMIENTO OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PND

Con el fin de fortalecer y consolidar al sector eléctrico se definieron metas enfocadas a garantizar el abastecimiento confiable y eficiente de energía eléctrica, así como la promoción del desarrollo de interconexiones internacionales como estrategia para definir al sector como exportador. Así mismo, se establecieron metas con el propósito de ampliar el acceso de la población más vulnerable al servicio de energía eléctrica.

1.1. GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO CONFIABLE Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1. Expansión en generación de energía eléctrica

En los últimos cuatro años, Colombia ha presentado avances muy importantes en su capacidad de generación, lo que le permite asegurar la confiabilidad en el suministro eléctrico nacional. En concreto, a mayo de 2014, el Sistema Interconectado Nacional-SIN- cuenta con una capacidad efectiva neta instalada

de 14.665 MW, en virtud de la nueva capacidad instalada de 1.247 MW entre el 2011 y el 2014. Este incremento se sustenta en la entrada en operación comercial de proyectos de generación, así como cambios de capacidad efectiva neta en plantas de generación, cambio de combustible de respaldo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC. A continuación, en la tabla 1, se presentan los proyectos que han entrado entre el 2011 y el 2014.

Los proyectos de generación eléctrica garantizan la confiabilidad y seguridad en el suministro del servicio.

TABLA 1.
PROYECTOS QUE HAN ENTRADO ENTRE EL 2011 Y EL 2014

Año	Proyectos	Capacidad MW
2011	Porce III	660
	Flores IV	169
	Total nueva capacidad 2011	829
2012	EPSA Alto Tuluá	19,9
	Montañitas	19,9
	La Cascada Menor Barroso	19,9
	San Francisco	0,47
	Total nueva capacidad 2012	60,17
2013	Abejorral Cascada	3
	Plantas Menores Suba	2,55
	Plantas Menores Usaquén	1,74
	Amoyá	80
	Cambio de Capacidad de Miro lindo	1,35
	Unidad 2 Darío Valencia. Cambio de Combustible de Respaldo ENFICC	143
	Total nueva capacidad 2013	231,64
2014	Central Paipa (Cambio de La Capacidad Efectiva Neta de Las Unidades 2 Y 4) + Cambio de Combustible de Respaldo ENFICC	56
	Cogenerador El Popal	19,9
	Unidad 5 Central Darío Valencia Samper	50
	Total Nueva Capacidad 2014	125,9
Total nueva capacidad 2011-2014		1.246,71

Fuente: Sistema de Seguimiento Metas de Gobierno -SISMEG

Buscando que el sector mantenga la operación y garantía de la confiabilidad y calidad en la prestación del servicio, la Unidad de Planeación Minero Energética realizó el Plan de Expansión de Referencia de Generación, cuyo objetivo responde a definir de manera indicativa las necesidades del país con base en los comportamientos del Sistema Interconectado Nacional y sus diversas variables.

Mediante las subastas del cargo por confiabilidad, se busca incentivar la ejecución de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, obligando a las empresas a cumplir con la cantidad de energía firme proyectada que garantice confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica para un futuro.

En la tabla 2 y 3 se presentan los proyectos de expansión en generación que se encuentran en desarrollo resultantes de la subasta

2011-2012 del cargo por confiabilidad, con periodos de construcción menor a 4 años y mayor a 4 años.



TABLA 2.
PROYECTOS EN DESARROLLO RESULTANTES DE LA SUBASTA 2011 – 2012 DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
PROYECTOS CON PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN MENOR A 4 AÑOS

Proyecto	Agente promotor	Departamento	Tipo de central	Capacidad (MW)
Proyecto Hidroeléctrico del Río Ambeima	Energía de los Andes S.A.S E.S.P.	Tolima	Hidráulica	45
Central Hidroeléctrica Carlos Lleras Restrepo	Hidralpor S.A.S E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	78
San Miguel	La Cascada S.A.S E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	42
Gecelca 32	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A.	Córdoba	Térmica	250
Tasajero II	Termotasajero S.A. E.S.P.	Norte de Santander	Térmica	160

Fuente: CREG

TABLA 3.
PROYECTOS EN DESARROLLO RESULTANTES DE LA SUBASTA 2011 – 2012 DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
PROYECTOS CON PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN MAYOR A 4 AÑOS

Proyecto	Agente promotor	Departamento	Tipo de central	Capacidad (MW)
Pescadero-Ituango	EPM-Ituango S.A E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	1.200
Sogamoso	Isagen S.A. E.S.P.	Santander	Hidráulica	820
Porvenir II	Producción de Energía S.A.S.	Antioquia	Hidráulica	352
Termonorte	Termonorte S.A.S. E.S.P.	Magdalena	Hidráulica	88

Fuente: CREG Elaboro: UPME

Los resultados del plan de generación indican que en el periodo comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y aquellas que se encuentran en desarrollo. Lo anterior quiere decir que en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del cargo, aún considerando el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.

Ahora bien, para el horizonte comprendido entre el 2018 y el 2027 se identifica un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3.100 MW, lo anterior con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética.

De acuerdo a lo anterior, teniendo como obje-

tivo la seguridad en el suministro, se requiere ejecutar las actividades y acciones pertinentes que permitan la entrada oportuna de los proyectos de expansión en generación y transmisión. De manera que, a través de la instancia de la Mesa de Alto Nivel de generadores y transmisores, con el apoyo de todos los agentes públicos y privados, así como las demás instituciones del orden gubernamental, se ha realizado seguimiento al estado de evolución de cada uno de los proyectos y, especialmente, de las problemáticas más importantes del orden social y ambiental, entre otras, que afectan la entrada en operación oportuna de los proyectos de generación. Es así como, a través de esta instancia de seguimiento, el sector se puso como meta instalar los 3.900 MW adicionales que corresponden a los nuevos proyectos hidráulicos y térmicos, asignados mediante la

última subasta y que deberán entrar entre el 2019 y 2020.

1.1.2. Expansión en transmisión de energía eléctrica

La expansión de la capacidad de generación implica la necesidad de expandir también la red del Sistema de Transmisión Nacional, de forma que esta red sea capaz de soportar y transmitir la nueva energía, con lo cual se garantiza confiabilidad, calidad, y cobertura en la prestación del servicio de energía eléctrica. Actualmente se están construyendo los proyectos de expansión del sistema transmisión nacional que se presentan en la tabla 4.

TABLA 4.
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRANSMISIÓN NACIONAL

Proyecto	Transmisor	Oferta millones US\$
Nueva Esperanza 500/230 Kv	EPM	\$ 20.23
Sogamoso 500/230 Kv	ISA	\$ 38.60
Armenia 230 Kv	EEB	\$ 10.43
Alferez 230 Kv	EEB	\$ 6.45
Quimbo 230 Kv	EEB	\$ 89.23
Chivor II, Norte, Bacatá 230 Kv	EEB	\$ 44.84
Total oferta		\$ 209.79

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - UPME

Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución MME 90772 de 2013, la cual estableció el plan de expansión, y adoptó la Resolución 91159 de 2013 mediante la cual se incluyen nuevas obras en el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2013-2027. Este plan incluye convocatorias que permitirán el fortalecimiento energético en el centro del país y los intercambios costa-interior los cuales redundarán en una mayor confiabilidad del suministro y menores costos. Los proyectos definidos por este plan de expansión suman un total de inversión de 1.564MUSD y se presentan en la tabla 5.

TABLA 5.
PROYECTOS DEFINIDOS EN PLAN DE EXPANSIÓN

Obra	Valor US M\$
Ituango 500 kV	\$427,17
Refuerzo Suroccidental	\$291,69
Refuerzo a la Costa en 500 kV	\$225,88
Oriental primer refuerzo STN	\$186,07
Proyecto Bello-Guayabal-Ancón 220 kV	\$84,65
Oriental segundo refuerzo STN	\$84,52
Chinú - Montería - Urabá 220 kV	\$72,82
La Loma 500 kV	\$44,42
Ambeima STN	\$41,74
Caracolí 220 kV	\$38,01
* Río Córdoba 220 kV	\$19,00
Suria 230 kV	\$18,31
Reconfiguración Ituango - Sogamoso	\$15,57
Segundo CTO Cartagena Bolívar 220 kV	\$8,19
* Obras Complementarias Caracol 220 kV	\$5,99
* Reforma 230 kV	\$3,90
Valor total de proyectos	\$1.564,03

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Con el objetivo de que haya diversificación en los participantes, el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con la UPME, ha venido desarrollando actividades de promoción de inversionistas nacionales e internacionales para su participación en estas convocatorias.

1.1.3. Actividades desarrolladas frente al Fenómeno del Niño

En particular, en cuanto a la coyuntura del Fenómeno del Niño, en estos momentos donde coincide la entrada de este evento con las bajas hidrologías, se está trabajando con el CNO eléctrico y de gas, Ecopetrol, XM, CREG y UPME en la coordinación de la logística de suministro y transporte de gas, así como de líquidos, de tal forma que se pueda garantizar la generación de las plantas térmicas, las cuales tomarán el papel principal en el despacho

ideal del sistema interconectado nacional durante la ocurrencia del Fenómeno del Niño.

En este sentido se han dispuesto estrategias para enfrentar escenarios críticos, tal como el Fenómeno del Niño, el cual tiene una probabilidad de ocurrencia actualmente del 80%. Entre estas estrategias se tienen en cuenta las suspensiones de las exportaciones de gas a Venezuela, la utilización de las opciones de compra de gas –OCG- y la factibilidad de que se despache una vez se realice la nominación

de gas, decisión en la cual avanzó la CREG, estas son, entre otras, las medidas complementarias que se están adoptando para garantizar la atención de la demanda de energía.

En la tabla 6 se puede observar la generación de energía por tipo de recurso, en el que se evidencia un aumento de la participación de recursos térmicos, con el fin de cuidar las reservas hídricas y evitar un alto riesgo de abastecimiento durante el periodo más crítico del mencionado fenómeno.

TABLA 6.
GENERACIÓN DE ENERGÍA POR RECURSOS

Recursos	Enero - Mayo 2013 (GWh)	Enero - Mayo 2014 (GWh)	Participación%	Variación (%)
Hidráulicos	17.078	16.933	64,4%	-0,9%
Térmicos	7.202	7.900	30,0%	9,7%
Menores	1.263	1.312	5,0%	3,9%
Cogeneradores	130	166	0,6%	27,4%
Total	25.673	26.311	100%	2%

Fuente: XM.

Así mismo, el sector de Minas y Energía, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ajustó la posibilidad para declarar gas natural importado en el cubrimiento de las obligaciones de energía en firme con lo cual se pueden sustituir combustibles costosos.

1.1.4. Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES

Es importante mencionar la gestión que adelantó el Ministerio de Minas y Energía con el Gobierno Nacional en la formulación del documento Conpes PINES 2706 de 2013, por medio del cual se establecieron los lineamientos de política pública para generar mecanismos y recursos que faciliten la ejecución eficiente y oportuna de los proyectos estratégicos y de interés nacional. Entre dichos lineamientos se consideran los siguientes: Estrategia de gestión pública para la planeación integral; mecanismos para agilizar y optimizar los procedimientos y trámites, y esquemas de coordinación in-

terinstitucional para el seguimiento.

Se debe destacar que bajo este marco, la UPME viene acompañando la gerencia de los PINES, dando las alertas en la ejecución que causarían riesgos a los proyectos o que ya los están causando. Esto implica un estrecho relacionamiento con la ANLA y el Ministerio del Interior, entre otras autoridades.

1.1.5. Lineamientos de política y regulación para transmisión y distribución

El Ministerio instruyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- para expedir los propósitos y lineamientos que considerará en la definición de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión y distribución en el siguiente periodo tarifario. Estos lineamientos se encuentran contenidos en las resoluciones CREG 078 y 079 de 2014. Dichas metodologías se basan en las variables propias de las empresas y no en modelos teóricos.

El sector se perfiló como un foco exportador, las exportaciones hacia Ecuador y Venezuela han mostrado un paulatino aumento.

En el caso particular de la actividad de distribución, las inversiones requeridas para ampliar cobertura, mejorar la calidad, reducir pérdidas, incorporar nuevas tecnologías y atender los crecimientos de demanda, se incluirán en un plan de expansiones que será sujeto de revisión y aprobación ex ante, con lo cual se asegurará que se hagan las inversiones y que su valor real sea remunerado a través del costo medio de mediano-largo plazo.

De manera complementaria a la expedición de las metodologías de remuneración, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG expedieron la normatividad relacionada con los procesos de adjudicación y convocatoria de infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional que se consideren urgentes. Con esto se busca mitigar los efectos en la confiabilidad de la prestación del servicio debido al atraso en la construcción de las obras, agilizando el proceso de estructuración y adjudicación de las convocatorias.

1.2. IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

1.2.1. Exportaciones de energía eléctrica

Teniendo en cuenta que el Gobierno buscó mantener al sector como un foco de exportación, se mantuvieron las estrategias pertinentes para el intercambio internacional de electricidad. De manera que, las exportaciones hacia

Ecuador y Venezuela se mantienen como una de las acciones a destacar, pues han mostrado un paulatino aumento.

Adicionalmente, el sector, por medio de la UPME, evaluó un escenario donde se contemplan las actuales y futuras interconexiones con los países vecinos. Los resultados permiten concluir que Colombia tiene un alto potencial exportador de energía; sin embargo, estas cantidades pueden variar dependiendo de la dinámica de desarrollo de proyectos que se presenten en Ecuador y Centro América.

1.2.2. Promover el desarrollo de interconexiones de alta tensión con otros países de la región

Entre los aspectos sobresalientes para la interconexión regional se cuentan con lineamientos primordiales: La voluntad política, la armonización regulatoria, la infraestructura de interconexión, la planificación nacional con visión regional, la correcta asignación de beneficio, el respeto por los intereses de cada país y los diseños flexibles, adaptados a entornos cambiantes, son las bases para la estructuración de la integración regional.

1.2.2.1 Interconexión Colombia – Panamá

La Interconexión Colombia-Panamá se definió como uno de los proyectos a llevar a cabo, que consiste en la construcción de una línea de transmisión eléctrica (en tecnología de corriente directa) desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá), hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 600 kilómetros y su capacidad de transporte de energía de hasta 400MW.

Los objetivos alcanzados en 2013 fueron la actualización del Diagnóstico Ambiental de Alternativas –DAA– en Colombia y la actualización del diseño básico del proyecto (líneas y estaciones).

Actualmente, se está trabajando con prioridad

en las iniciativas asociadas a tres objetivos estratégicos esenciales: realizar un diseño óptimo (viable desde el punto de vista operativo, ambiental y social), minimizar los riesgos para los participantes en el negocio, y estructurar fuentes de capital competitivas.

La meta para el 2014 es la de obtener la aprobación del corredor ambiental en Colombia y Panamá, para reiniciar el Estudio de Impacto Ambiental y Social –EIAS–, y ejecutar el diseño detallado de la línea en los dos países.

1.2.2.2 Sistema de Interconexión Eléctrica Andina –SINEA

En cuanto al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina –SINEA–, se finalizaron los estudios de armonización regulatoria y de planificación de la infraestructura. Necesariamente para materializar, las alternativas de interconexión en la región andina, se requiere continuar con un permanente diálogo entre el sector público y privado para identificar oportunidades y dificultades.

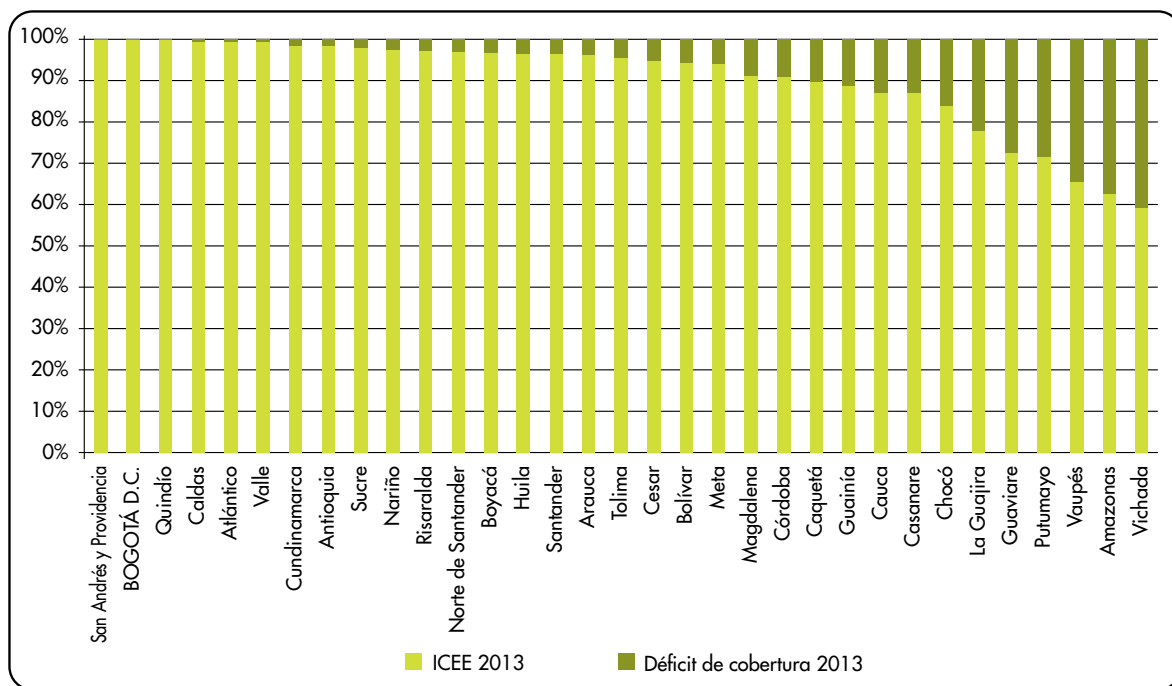
1.3. AMPLIAR EL ACCESO DE LA POBLACIÓN MÁS VULNERABLE AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si bien, el porcentaje de cobertura de la demanda en Colombia es alto, del orden del 96-98%, es importante que aquellas zonas que factiblemente no sean interconectables puedan tener acceso al cubrimiento de energía. En tal sentido, el sector avanzará hacia la adopción del Plan Indicativo expansión de Cobertura –PIEC–, metodología en la cual se identificará el costo de interconexión o de una solución aislada auto sostenible. De otra parte, se requiere de la maximización y mayor focalización en cuanto a la asignación de los recursos de los fondos para la energización rural (FAER) y normalización de redes (PRO-NE).

1.3.1. Cobertura

La cobertura nacional en 2013 es de 96.45%, esta se refleja por departamento de la siguiente manera (ver gráfica 1):

GRÁFICA 1.
ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA – ICEE 2013



Fuente: Estimaciones UPME a partir de datos SUI, algunos OR y proyecciones DANE con corte a diciembre 2013/Grupo de Cobertura mayo 26/2014.

1.3.2. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura –PIEC-

En el plan se estima el incremento en la cobertura municipal, departamental y nacional que se alcanzaría con las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse para universalizar el servicio de energía eléctrica. El sector ha trabajado en la concertación de las metas de cobertura del servicio de energía eléctrica del PIEC, con los operadores de red –OR-.

Adicionalmente, bajo criterios económicos, se realiza la comparación entre la interconexión del centro poblado y la solución aislada mediante generación con plantas diésel para definir la mejor opción de prestación del servicio.

1.3.3. Promover, gestionar y cofinanciar proyectos de cobertura energética

Durante el periodo de gobierno, se trabajó para lograr la cobertura universal de los servicios públicos básicos, con el fin de mejorar las condiciones de vida de los colombianos. En virtud de esto, se han dispuesto recursos para promover, gestionar y cofinanciar proyectos para el aumento de la cobertura de energía rural, normalización en los barrios subnormales y aumento de cobertura en las ZNI. De acuerdo con lo anterior, los recursos asociados a dichos objetivos provinieron de los fondos que tiene el Ministerio de Minas y Energía. En este sentido, del fondo para el apoyo financiero para la energización de zonas rurales interconectadas FAER, se han asignado recursos por \$356.919 millones, con los cuales se podrán beneficiar 125.771 nuevos usuarios en las zonas rurales. Con estas inversiones, entre otras cosas, el gobierno ha dado cumplimiento a la energización de municipios en consolidación

Se han asignado recursos FAER, con los cuales se podrán beneficiar 125.771 nuevos usuarios en las zonas rurales.

territorial. Estos son Arauca, Caquetá, Cauca, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo y Tolima.

Por su parte, con el objetivo facilitar y apoyar la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE se han asignado \$298.480 millones, para beneficiar a 126.581 usuarios.

Igualmente, teniendo en cuenta que existen usuarios no conectados al sistema interconectado nacional, el gobierno a través del Ministerio de Minas y Energía ha dispuesto el Fondo Apoyo financiero a Zonas no Interconectadas – FAZNI. De este fondo durante el periodo de gobierno se han asignado \$381.929 millones, con lo cual se ha incrementado la cobertura y el número de horas de prestación del servicio a usuarios ZNI.

De otro lado, se distribuyeron recursos del Presupuesto General de la Nación para cubrir el déficit en subsidios, este resultante después de compensar con los excedentes de la contribución de solidaridad generada por las empresas superavitarias del sector eléctrico. El Ministerio de Minas y Energía ha asignado subsidios a la tarifa por el orden de \$4,5 billones que se han aportado directamente con recursos del PGN y excedentes.

De igual manera, valga la pena destacar que el Ministerio de Minas y Energía y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE- han adoptado una posición participativa durante la formulación de distintos instrumentos de política pública, tales como documentos Conpes y contratos plan. En estos ha establecido compromisos, orientados a la energización rural y a la interconexión.



Con el fin de aumentar el tiempo promedio diario de prestación del servicio de energía eléctrica en todas las cabeceras municipales de las zonas No Interconectadas del país, se estructuraron los proyectos y presentaron las soluciones para llevar a 24 horas el servicio de energía eléctrica para 16 cabeceras municipales: Orocué (Casanare), Timbiquí, Guapi, López de Micay (Cauca), Puerto Leguizamó (Putumayo), Mitú (Vaupés), Inírida (Guainía), La Macarena, Mapiroipán (Meta) y El Chaco y Olaya Herrera (Nariño).

Se presentaron las soluciones para llevar a 24 horas el servicio de energía eléctrica para 16 cabeceras municipales.

De igual manera, se llevó a cabo el proyecto piloto de instalación de sistemas de medición de potenciales energéticos en 10 localidades de las ZNI, insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía; actualmente, se está gestionando la depuración y análisis de datos, así como los mantenimientos especializados de dicha infraestructura.

1.4. ACCIONES RELEVANTES PARA SAN ANDRÉS ISLAS –SAI-

Teniendo en cuenta las particularidades del departamento de San Andrés, se deben tener en cuenta resultados en infraestructura tales como la instalación de 8.6 MW nuevos de generación térmica diesel en San Andrés Islas y de 1 MW en la isla de Providencia. La finalización de la etapa constructiva de la planta de aprovechamiento de residuos sólidos-RSU- con una capacidad instalada de 1.6 MW; la micro medición del 100 % de los usuarios de San Andrés Islas; la remodelación en media y baja tensión de 35 km de redes en los sectores de San Luis, Elsy Bar, Four Corner, Pepper Hill y Nueva Guinea. En la isla de Providencia en Free Town y Old Town, la interconexión al centro nacional de monitoreo del IPSE de las centrales de generación y subestaciones de distribución a través del Centro Insular de Monitoreo.

1.4.1. Recursos públicos para SAI para subsidiar la demanda

Entre 2010 y 2013, el Gobierno Nacional asignó subsidios por \$301,5 millones para disminuir la carga tarifaria. Los requerimientos de subsidios mensuales son de \$6.500 millones.

El consumo básico de subsistencia se incrementó de \$173/kWh a 187 kWh/mes (Resolución UPME 0018 de Febrero de 2013). Se mantiene tope de consumo subsidiable de 800 kWh.

1.4.2. Infraestructura para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio

- Nuevas unidades térmicas adquiridas por el concesionario (SOPESA) para un total de 28.6 MW, las cuales entraron en servicio en un 100% desde octubre de 2012.
- Construcción del 100% de la planta de residuos sólidos, con inversiones del Estado del orden de \$30.000 millones, que generará 1 MW y coadyuvará principalmente a la liberación de las basuras del relleno sanitario Magic Garden, reduciendo en un 80% la producción de residuos sólidos al día. Sin embargo, están pendientes los ajustes al Plan de Manejo Ambiental solicitado por Coralina¹ y la apertura de la convocatoria para la selección del operador del relleno sanitario.
- Está en etapa de diseño y ejecución el Parque de Generación Eólica de 12 MW, para lo cual el Estado a través de recursos FAZNI tiene asignado \$20.000 millones.

¹ Corporación para el Desarrollo Sostenible del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

- Se ha normalizado un 20% de las redes subnormales, mejorando la continuidad del servicio y disminuyendo las pérdidas técnicas, que ha implicado unas inversiones de \$40.000 millones por parte del concesionario.

1.4.3. Gestión de recursos internacionales y apoyo banca multilateral para eficiencia energética y energías renovables

1.4.3.1 Low Carbon War Room – cambio climático y energías limpias

Suscripción de un memorando de entendimiento con el Low Carbon War Room, el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación de San Andrés Islas y la Presidencia de la República. Este memorando se enfoca en los siguientes puntos:

- Revisar el plan de suministro o de oferta energética de San Andrés, actualmente contenido en el contrato de concesión, en aras de determinar las mejores alternativas que permitan diversificar la matriz energética. La meta es identificar alternativas de combustibles distintos al diésel, que permitan la disminución sustancial de subsidios aportados por la Nación y que conviertan a San Andrés en una isla verde.
- Uso de energías renovables y adopción de estrategias de eficiencia energética en el sector eléctrico, particularmente en el hospital de San Andrés.
- Promoción de ESCO's ², créditos blan-

² Por sus siglas en inglés, Energy Service Companies, traduce: Empresas de Servicios Energéticos

dos y transferencia de experiencias para uso de energías renovables y consumo eficiente.

1.4.3.2 Crédito BID – eficiencia energética

Se obtuvo por parte del BID, la aprobación de un crédito preparatorio de US\$ 580.000, previo a la consecución del crédito de los US\$ 10 millones con recursos provenientes del Clean Technology Fund, el cual se destinará para las siguientes acciones:

- El desarrollo de proyectos pilotos de eficiencia energética en el sector residencial y en el hotelero y comercial.
- La precisión del objeto del crédito marco de los US\$ 10 millones, con lo cual determinar los ajustes operacionales (rangos de eficiencia y reconversión tecnológica), legales y financieros (relación costo beneficio de las medidas de eficiencia energética) que se requieran implementar previo al programa de eficiencia energética.
 - Gestión crédito US\$ 10 millones de dólares con el BID – Programa de Eficiencia Energética.

Con la Ley 1715 se busca asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno.

1.4.3.3 Otras acciones

Adicionalmente, a los avances en las anteriores actividades, se resalta el desarrollo de 85 auditorías energéticas de eficiencia energética a usuarios del sector residencial, comercial, hotelero y público por parte de la UPME, y el avance en el proceso de socialización de buenas prácticas en cuanto a un consumo eficiente y racional de energía eléctrica (SENA y colegios).

1.5. ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este tema es de relevancia mencionar la Ley 1715 sancionada por el Gobierno Nacional



en 2014, que es un avance fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables. Específicamente, a través de esta Ley, se pretende promover y estimular en el país todas las energías no convencionales especialmente las energías limpias y renovables; llevar soluciones a las zonas no interconectadas y la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía- FENOGE, orientado a financiar los programas de eficiencia energética.

En el corto plazo se implementarán tres temas básicos: Ventas de excedentes de autogeneración, participación activa de la demanda y zonas no interconectadas. Posteriormente, se avanzará en: la generación distribuida, y el Fondo para apoyar las Fuentes de Energía No Convencionales FENOGE, entre otros aspectos de la ley.

1.5.1. Eficiencia energética y cooperación internacional

A efectos de avanzar hacia procesos especializados de eficiencia energética y extrapolarlos en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía firmó un memorando de entendimiento con Estados Unidos en materia de cooperación en asuntos energéticos. Con esta firma se acordó colaboración en aspectos tecnológicos, de política

pública, regulatorios y financieros en esta materia. Además, estas acciones pueden incluir operaciones en los países participantes, consultas, eventos técnicos, recomendaciones y reportes.

Sumado a esto, el ministerio ha buscado obtener el respaldo internacional para obtener los más altos estándares, de manera que considerando los conocimientos especializados de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable (EERE) de Estados Unidos, el sector ha promovido compartir información técnica y experiencias en los siguientes aspectos:

- Promoción, implementación y manejo de los programas y proyectos de eficiencia y conservación energética.
- Entrega de tecnologías innovadoras que permitan volver más competitivo el costo de las energías renovables.
- Incentivos (regulatorios / financieros) para conseguir mejoras en energías renovables y eficiencia energética, al igual que para estimular los programas del manejo de la demanda, incluyendo la toma de decisiones por parte de los consumidores y las soluciones de redes inteligentes (electrodomésticos inteligentes, medición neta e inteligente, tarifas de electricidad basadas en el tiempo).
- Asesoría para la integración de energías renovables, lo cual se refiere al proceso de incorporar al sistema de distribución y

transmisión de energía eléctrica tanto las energías renovables y la distribución de la generación como el almacenamiento energético y la respuesta a la demanda.

- Experiencias del Programa Estatal de Energía (SEP) en el proceso de proporcionar fondos y asistencia técnica a las oficinas energéticas para ayudarlas a avanzar en sus prioridades de energía limpia.

Decathlon Solar

Se ha avanzado también en políticas y estrategias para acelerar el despliegue de energía más resistente al clima. Para esto, en el marco de una iniciativa del gobierno de Colombia para promover e incentivar el uso de las energías renovables y diversificar la matriz energética del país, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación de la República de Colombia y el Municipio de Santiago de Cali, firmaron el 10 de marzo de 2014 en la ciudad de Washington, el memorando de entendimiento donde se designa a Santiago de Cali como sede oficial de la primera versión del Solar Decathlon para América Latina y El Caribe (SD-LAC).

Este concurso convoca a universidades de América Latina, el Caribe y la zona del trópico para que participen en el diseño, construcción y operación de soluciones de vivienda autosostenible y energéticamente eficiente, fomentando así los programas basados en energía limpia.

El SD-LAC se celebrará en la ciudad de Santiago de Cali, en diciembre de 2015, consolidando el liderazgo de la capital del Valle del Cauca en el desarrollo de eventos internacionales y convirtiéndola en la ciudad pionera en América Latina y el Caribe en el desarrollo de urbanismo sostenible.

Con la firma de este acuerdo se establece el marco de colaboración de los miembros participantes para que la primera edición de la competencia combine las características específicas locales y regionales con la filosofía, principios y modelos que se han desarrollado en las anteriores versiones realizadas en Estados Unidos, Europa, China y, que por primera vez,

se enfocará en la construcción de un modelo de vivienda de interés social.

Los propósitos más importantes de este concurso:

- Educar sobre los beneficios ambientales que se pueden lograr a partir del uso de productos basados en energía limpia.
- Demostrar que es posible lograr comodidad y viabilidad en hogares que combinen la construcción energéticamente eficiente con sistemas de energías renovables, permitiendo menores costos de los servicios básicos.
- Generar conciencia de la importancia de adoptar un estilo de vida sostenible y respetuosa del medio ambiente.

Acciones público – privadas

Con el fin de impulsar proyectos de eficiencia energética en la industria el Ministerio de Minas y Energía y la ANDI, firmaron el 16 de diciembre de 2013 un memorando de entendimiento que tiene como objetivos fundamentales:

- La identificación de cerca de 52 proyectos en 15 grandes empresas en valores cercanos a los \$82.000 Millones.
- Elaboración, con apoyo de la ANDI y UPME, del inventario de Auto y cogeneración de la industria.
- Realización de seminarios de capacitación en incentivos.
- Trabajo en un modelo institucional de una Alianza Publico Privada para promover la eficiencia energética.
- Construcción de confianza para implementar Sistemas Integrales de gestión de Energía, como herramienta de productividad en la industria.

Se adelantan nuevos acuerdos con ACOPI, CO-TELCO, Federación de Gobernaciones, para promover la eficiencia energética y las fuentes no convencionales de energía, y se continúa con la implementación del estudio ECSIM, que brinda recomendaciones para mejorar la competitividad de los costos de la energía en la Industria.



2. CONTEXTO EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generación de energía

En 2013, la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN– y la administración del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica -MEM estuvieron impactados por una alta incertidumbre en la oferta hídrica. Lo anterior, dado a que se registró una alta variabilidad mensual en los aportes hídricos a los embalses, situación que

contrasta con el predominio de condiciones climáticas neutrales en el Pacífico tropical durante todo el 2013. De esta forma, al finalizar el año los aportes a los embalses del Sistema Interconectado Nacional - SIN fueron levemente deficitarios (91% del promedio histórico anual) registrándose ingresos por 49.619 GWh, valor inferior en 6.827 GWh al registrado en 2012. Esta situación hídrica de 2013, afectó la generación hidráulica, disminuyéndola frente a 2012, mientras la generación térmica creció en un 46,3% (ver tabla 7).

TABLA 7.
VARIACIÓN 2012 – 2013 EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO

Recursos	2012 (GWh)	2013 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	44.924	41.836	67,3%	-6,9%
Térmicos	11.506	16.839	27,1%	46,3%
Menores	3.213	3.170	5,1%	-1,3%
Cogeneradores	347	352	0,6%	1,5%
Total	59.989	62.197	100%	3,7%

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

A 31 de diciembre de 2013, el SIN contaba con una capacidad efectiva neta instalada de 14.559 MW, que al comparar con 2012 creció en un 1,4% (ver tabla 8) debido principalmente a la entrada en operación de la centrales hidroeléctricas Amoyá la Esperanza de 80 MW, Darío Valencia Samper unidad 2 con 50 MW y a la actualización de los combustibles principales en térmicas que respaldan las obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad.

tricas Amoyá la Esperanza de 80 MW, Darío Valencia Samper unidad 2 con 50 MW y a la actualización de los combustibles principales en térmicas que respaldan las obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad.

TABLA 8.
VARIACIÓN 2012 – 2013 EN LA CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN

Recursos	2012 (GWh)	2013 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	9.185	9.315	64,0%	1,4%
Térmicos	4.426	4.515	31,0%	2,0%
Menores	693	662	4,5%	-4,4%
Cogeneradores	57	66	0,5%	16,3%
Total	14.361	14.559	100%	1,4%

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

TABLA 9.
DEMANDA DE ENERGÍA 2012 – 2014 MENSUAL

Mes	2012		2013		2014	
	GWh	Crecim.	GWh	Crecim.	GWh	Crecim.
Enero	4.807	2,4%	5.025	4,6%	5.167	2,8%
Febrero	4.632	2,6%	4.610	3,1%	4.902	6,4%
Marzo	5.034	5,0%	5.033	1,5%	5.317	4,5%

Abril	4.725	3,4%	5.106	6,2%	5.169	2,3%
Mayo	5.033	4,2%	5.163	2,6%	5.411	4,4%
Junio	4.894	4,5%	4.955	1,8%		
Julio	5.034	4,3%	5.206	2,6%		
Agosto	5.104	3,1%	5.196	2,0%		
Septiembre	5.025	4,7%	5.085	1,0%		
Octubre	5.070	3,1%	5.249	3,5%		
Noviembre	4.980	3,9%	5.086	2,3%		
Diciembre	5.034	3,9%	5.176	2,3%		
Total Año	59.370	3,8%	60.890	2,8%		

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



La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60.890 GWh, con un crecimiento del 2,8% con relación al año 2012 que fue del 3,8%. Por tipos de días, los días comerciales creció el 2,7% (2012=3,6%), los sábados el 2,9% (3,9%) y los domingos y festivos el 3,3% (4,3%).

Este crecimiento en la demanda del 2,8% se debió al incremento del 3,1% en el consumo de energía del mercado regulado, el cual atiende principalmente los consumos residenciales y pequeños negocios, y del 2,5% del mercado no regulado, que atiende la demanda de energía de las empresas clasificadas en las diferentes actividades económicas (industria manufacturera, explotación de minas y canteras, servicios sociales, comercio, electricidad-gas-agua, transporte, agropecuario, establecimientos financieros y construcción).

Por su parte, en 2013 la demanda máxima de potencia se presentó el día jueves 12 de diciembre en el período 19, con un valor máxi-

mo de potencia de 9.383 MW y un decrecimiento del -1,3% con respecto a 2012 que fue de 9.504 MW.

Comportamiento del mercado eléctrico

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC– presta servicios a los agentes que transan en el mercado (ver tabla 10).

TABLA 10.
AGENTES DEL MERCADO

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	53	43
Transmisores	12	9*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	94	67
Fronteras usuarios regulados	8.872	-
Fronteras usuarios no regulados	5.672	-
Fronteras de alumbrado público	406	-

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

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

El número de fronteras comerciales se incrementó en 15% frente a 2012, jalonado especialmente por el crecimiento en el registro de fronteras comerciales de usuarios regulados, las cuales aumentaron en un 23% (1.683 fronteras nuevas). Por su parte las fronteras de usuarios no regulados crecieron en un 5% (250 nuevas) y las de alumbrado público en un 1% (3 nuevas).

El volumen total transado por compra y venta de energía en el MEM fue de \$12.3 billones, cifra superior en \$1.5 billones al transado en 2012 (\$10.9 billones).

A través de las cuentas que administra XM, por concepto del SIC, los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional –LAC STN–, y los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE, XM

recaudó \$4.13 billones, con un crecimiento del 24,5% frente al recaudo de 2012 (\$3.32 billones).

En relación con el precio de la energía, el precio promedio ponderado de bolsa nacional en 2013 registrado fue 178,88 \$/kWh, creciendo en un 54% frente al del año 2012 (ver tabla 11).

TABLA 11.
TRANSACCIONES EN EL MERCADO

Transacciones en el mercado	2012	2013	Variación
Transacciones del Mercado de Energía Mayorista - MEM -			
Total transacciones del mercado (miles de millones\$)	10.868	12.354	13,7%
Compras en Bolsa de Energía (miles de millones\$)	1.870	2.670	42,8%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	116,16	178,88	54,0%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	120,79	125,81	4,2%
Liquidación y Administración de Cuentas - LAC -			
Cargos por uso del STN (miles de millones\$)	1.250	1.262	1,0%
Fondos FAER, FAZNI, FOES, PRONE (miles de millones\$)	197	199	1,2%

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

Intercambios Internacionales de energía

Desde el inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE - con Ecuador, marzo

de 2003, hasta el año 2013 Colombia ha exportado energía a Ecuador por 11.645,9 GWh equivalentes a US\$ 973,6 millones. Por su parte, Colombia ha importado para este mismo período 268,9 GWh (ver tabla 12).

TABLA 12.
TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2012	236,0	6,5	24.149,4	243,2
2013	662,3	28,5	78.442,1	1.682,5
Total desde 2003	11.645,9	268,9	973.631,1	11.118,6

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

En cuanto a las transacciones de electricidad con Venezuela, en el año 2013 se exportaron 715 GWh, valor superior en el 49,4% al registrado en 2012 (478,4 GWh).

A continuación, en la tabla 13, se presenta un resumen de la operación del Sistema Interco-

nectado Nacional y la Administración del Mercado de Energía Mayorista. En esa misma tabla se podrá observar la variación del 2012 al 2013 en aspectos relacionados con la oferta, generación, los intercambios internacionales a Venezuela y Ecuador y la demanda.

TABLA 13.
COMPORTAMIENTO VARIABLES DE LA OPERACIÓN DEL SIN

Variables	2012	2013	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	11.180,61	10.495,05	-685,6	-6,10%
Volumen respecto a capacidad útil	73,40%	69,50%		
Aportes hídricos (GWh)	56.446,70	49.619,20	-6.827,60	-12,1
Aportes respecto a la media histórica	103,80%	91,00%		
Vertimientos (GWh)	2.434,10	150,7	-2.283,40	-93,80%
Capacidad neta SIN (MW)	14.361	14.559	198	1,40%
GENERACIÓN				
Hidráulica (GWh)	44.923,60	41.835,90	-3.087,70	-6,90%
Térmica (GWh)	11.506,00	16.838,60	5.332,70	46,30%
Plantas Menores (GWh)	3.212,60	3.170,00	-42,6	-1,30%
Cogeneradores (GWh)	346,6	352	5,3	1,50%
Total (GWh)	59.988,90	62.196,60	2.207,70	3,70%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador (GWh)	236	662,3	426,3	180,60%
Importaciones de Ecuador (GWh)	6,5	28,5	22	337,80%
Exportaciones a Venezuela (GWh)	478,4	715	236,6	49,40%
DEMANDA				
Comercial (GWh)	59.508,60	61.499,30	1.990,70	3,30%
* Nacional del SIN(GWh)	59.369,90	60.890,30	1.520,40	2,80%
* Regulada (GWh)	39.174,70	40.282,00	1.107,40	3,10%
* No Regulada (GWh)	19.799,90	20.237,40	437,5	2,50%
No atendida (GWh)	89	42,5	-46,5	-52,20%
Potencia (MW)	9.504	9.383	-121	-1,30%

* El crecimiento de la demanda Nacional, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día
Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

A continuación se presenta un resumen de la Administración del Mercado de Energía Mayorista en la que se reflejarán las variaciones y

crecimiento de las Transacciones y del Liquidador y Administrador de Cuentas:



TABLA 14.
TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Variables	2012	2013	Variación	Crec.
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	17.016,00	14.948,00	-2.067,00	-12,10%
Energía transada en contratos (GWh)	67.183,00	71.375,00	4.192,00	6,20%
Total energía transada (GWh)	84.199,00	86.323,00	2125	2,50%
Desviaciones (GWh)	145,30	150,50	5,20	3,60%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	0,29	0,24	-0,04	-15,00%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	1,13	1,16	0,03	2,80%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	1.870.110,00	2.669.659,00	799549	42,80%
Valor transado en contratos (millones \$)	8.115.221,00	8.980.568,00	865.347,00	10,70%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	115,88	177,35	61,47	53,00%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	116,16	178,88	62,72	54,00%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	120,79	125,81	5,02	4,20%
Restricciones (millones \$)	643.099,00	404.345,00	-238.754,00	-37,10%
Responsabilidad comercial AGC (millones \$)	154.897,00	210.361,00	55.464,00	35,80%
Desviaciones (millones \$)	11.443,00	12.158,00	715,00	6,20%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	73,00	77,00	4	5,60%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	2.752.720,00	3.373.815,00	621.094,00	22,60%
Total transacciones del mercado (millones \$)	10.867.941,00	12.354.382,00	1.486.441,00	13,70%
Rentas de congestión (millones \$)	264,00	643,00	379,00	143,40%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1.701.489,00	1.962.095,00	260606	15,30%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	66.941,00	67.764,00	822,00	1,20%
FOES (2) (millones \$)	211,00	423,00	212,00	100,30%
FAER (3) (millones \$)	76.650,00	77.557,00	907	1,20%
PRONE (4) (millones \$)	52.817,00	53.201,00	384,00	0,70%
Cargos por uso (5) STN (millones \$)	1.249.923,00	1.261.828,00	11.905,00	1,00%
Cargos por uso STR (millones \$)	953.422,00	953.283,00	-139,00	0,00%
Cargos por uso SDL (6) (millones \$)	2.507.059,00	2.995.375,00	488316	19,50%

(1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas.

(2) FOES - Fondo de energía social

(3) FAER - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas

(4) PRONE - Programa de normalización de redes eléctricas

(5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE

(6) Ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro período enero - noviembre de 2012 y 2013

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

En lo relevante al Sistema Interconectado Nacional, es importante resaltar que actualmente se cuenta con un total de 24.456 Km de longitud, en la siguiente tabla:

TABLA 15.
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.311,40
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	11.692,60
Transmisión 500 kV	2.437,10
Total SIN	24.456,60

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

3. PLANEACIÓN ENERGÉTICA

3.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN 2013-2027

El 26 de diciembre de 2013 se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2013 – 2027, mediante Resolución 91159 del Ministerio de Minas y Energía. El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer de manera indicativa las necesidades del país con base en los comportamientos del Sistema Interconectado Nacional - SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos y la fecha de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

En este plan se estudian y profundizan las posibilidades de participación de las fuentes de energía renovables y de complementariedad de proyectos hídricos y eólicos, lo cual muestra

Se adoptó mediante Resolución 91159 el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027.

las oportunidades de configurar portafolios de tecnologías por parte de los agentes. También se analiza el efecto de las medidas de eficiencia energética consignadas en el Proure sobre los costos de atender la demanda.

Los resultados del plan de generación indican que en el período comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del cargo por confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo y los supuestos establecidos en este documento. En otras palabras, en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del cargo, aun considerando el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.

Para el horizonte 2018 – 2027 se identifica un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3.100 MW, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Dentro de lo que sería el Plan candidato de Expansión de Generación, resalta la importancia de contar con la segunda etapa de Ituango, la construcción de dos proyectos hidroeléctricos, dos plantas a gas en particular cierres de ciclo y una planta a carbón. Toda esta expansión debe ejecutarse de manera secuencial a partir de 2021, con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema.

Se evaluaron dos estrategias de diversificación de la matriz, incorporando para la primera opción, 540 MW de generación renovable, entre recurso eólico, geotermia y cogeneración. La segunda alternativa contempla solamente 300 MW eólicos en el Norte de la Guajira. A partir de una metodología desarrollada por la UPME, se establecen complementariedades importantes entre los recursos renovables de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, y las opciones hídricas tra-



dicionalmente consideradas. En particular, los resultados obtenidos muestran que la energía renovable puede reducir el costo marginal, y por lo tanto, desplazar generación más costosa, garantizando claro está, la confiabilidad del sistema.

Se analizó el efecto de la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencional – PROURE, para dos horizontes de implementación, 2017 y 2020. A partir de estos escenarios, se encontró que el sistema no requeriría de la expansión prevista para el escenario base de largo plazo, es decir, 3.100 MW de generación, ya que sin esta nueva capacidad y para los escenarios de demanda estudiados, los indicadores de confiabilidad energética aún cumplen con los límites establecidos por la regulación. Sin embargo, se observa un incremento en el costo marginal del sistema, llegando a ser superior inclusive a la evolución del costo marginal de la alternativa base de largo plazo.

Actualmente, la UPME formula el Plan de Expansión de Referencia en Generación 2014 – 2028. Ya se han definido los supuestos y escenarios a contemplar, todo ello para determinar el comportamiento del sistema bajo estas consideraciones. Asimismo, se trabaja mancomunadamente con el equipo de transmisión y

la subdirección de hidrocarburos de la UPME, definiendo una metodología y alcance para la planificación integrada de los tres sectores; es decir, generación, transmisión y gas.

3.2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2013 – 2027

En diciembre de 2013, se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2013 - 2027 mediante Resolución 91159, la cual subrogó la Resolución MME 90772 de septiembre de 2013, a continuación se relacionan las obras aprobadas:

- Subestación Tuluní 230 kV y línea de transmisión asociada, en el departamento de Tolima.
- Subestación La Loma 500 kV, en el departamento de Cesar.
- Primer refuerzo de red a 500 kV para el área Oriental, que va desde los Santanderes hasta una subestación en el norte de la sabana de Bogotá.
- Obras asociadas a la conexión de la central Hidroituango, desde el departamento de Antioquia hacia los Santanderes, la Costa Atlántica y el centro del país (adicionalmente, se incluyó proyecto que eliminará restricciones de Porce III).
- Refuerzo de red a 500 kV para la Costa Caribe.
- Refuerzo de red a 500 kV para el surocc-

Se analizó el efecto de la implementación del PROURE, para horizontes de implementación en 2017 y 2020.

cidente del país, desde Antioquia hacia Risaralda y el Valle del Cauca.

- Segundo refuerzo de red a 500 kV para el área Oriental, proveniente del centro sur del país.
- Obras correspondientes a equipos tipos FACTs en el área Oriental, tales como SVC de 240 Mvar en la subestación Tunal 230 kV y STATCOM 200 MVAR en la subestación Bacatá 500 kV, los cuales serán ejecutados mediante el mecanismo de “ampliación” según la resolución CREG 064 de 20.

- Obras correspondientes a las bahías de conexión a nivel del STN, correspondientes a subestaciones tipo interruptor y medio y anillo, que se ejecutaran también por el mecanismo de ampliación según reglamentación CREG 147 de 2011

3.3. AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Teniendo en cuenta los análisis realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética se recomienda la ejecución de las siguientes obras (ver tabla 16):

TABLA 16.
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN - OBRAS RECOMENDADAS

Proyecto	Obras asociadas
SVC Tunal 230 kV	Compensador Estático Variable (SVC) en la subestación Tunal 230 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 240 MVAR. - 2014
STATCOM Bacatá 500 kV	Compensador Sincrónico Estático (STATCOM) en la subestación Bacatá 500 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVAR - 2015
Compensación en Termocol 220 kV	Compensación en Termocol 220 kV, 35 MVAR – Septiembre 2015
Conexión de transformadores de conexión al STN (Interruptor y medio y anillo)	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo transformador Candelaria 220/110 kV agosto de 2013 • Transformador la Sierra 230/115 kV: diciembre de 2015 • Segundo transformador el Bosque 220/66 kV: septiembre de 2015 • Segundo transformador Valledupar 220/110 kV: enero de 2014 • Segundo transformador Sabanalarga 220/110 kV: segundo trimestre 2015

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA 17.
CONVOCATORIAS PÚBLICAS STN

Proyecto	Obras asociadas
Proyecto Tuluní 230 kV	Nueva Subestación Tuluní 230 kV – 180 MVA.
	Segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV, de 206 km de longitud, aproximadamente - Ampliación.
	Reconfiguración de uno de los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV en los enlaces Betania – Tuluní y Tuluní - Mirolindo, por medio de un doble circuito de 22 km aproximadamente al punto de apertura.
	Fecha de entrada en operación: Agosto de 2016.
Subestación La Loma 500 kV	Reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey, por medio de dos circuitos de 10 km aproximadamente al punto de apertura.
	Instalación de compensación reactiva inductiva, considerando la posibilidad de desinstalación o reubicación de compensación reactiva inductiva existente.
	Fecha de entrada en operación: noviembre de 2016.

Proyecto	Obras asociadas
Primer refuerzo de red en el área Oriental	Subestación Norte 500 kV.
	Transformador Norte 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%.
	Línea Sogamoso – Norte 500 kV, de 257 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Norte Nueva Esperanza 500 kV, de 87 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: septiembre de 2017.
Conexión de Ituango y reducción de restricciones asociadas a Porce III	Nueva subestación Ituango 500 kV.
	Nueva subestación Medellín 500/230 kV.
	Dos transformadores en la subestación Medellín 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
	Dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV, de 110 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Ituango – Porce III – Sogamoso 500 kV, de 266 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Ituango – Medellín 500 kV, de 125 km de longitud, aproximadamente.
	Reconfiguración del enlace Occidente – Ancón 230 kV en los enlaces Occidente – Medellín y Medellín – Ancón, por medio de un doble circuito de 10 Km aproximadamente al punto de apertura.
	Línea Medellín – Ancón 230 kV, de 10 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: junio de 2018.
Incremento límite de importación área Caribe (Refuerzo Costa Caribe)	Línea Cerromatoso – Chinú 500 kV, de 131 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Chinú – Copey 500 kV, de 200 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación de las líneas y sus módulos: septiembre de 2018.
	Nuevo transformador Copey 500/230 kV – 450 MVA.
	Fecha de entrada en operación del transformador y sus módulos: noviembre de 2015.
Incremento límite de importación área Suroccidental (Refuerzo Suroccidental)	Nueva subestación Alférez 500 kV.
	Dos transformadores Alférez 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
	Línea Medellín – La Virginia 500 kV, de 158 km de longitud, aproximadamente.
	Línea La Virginia – Alférez 500 kV, de 183 km de longitud, aproximadamente.
	Línea San Marcos – Alférez 500 kV, de 35 km de longitud, aproximadamente.
	Reconfiguración del enlace Juanchito – Pance 230 kV en los enlaces Juanchito – Alférez y Alférez – Pance, por medio de un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.
	Fecha de entrada en operación: septiembre de 2018
Segundo refuerzo de red en el área Oriental	Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: Septiembre de 2020.
Mejora interconectividad reforma	Reconfiguración enlace Guavio – Tunal en Guavio – Reforma y reforma – Tunal 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Noviembre de 2015
Mejora interconectividad Caracolí	Reconfiguración enlace Barranquilla – Tebsa 220 kV en Barranquilla – Caracolí 220 kV y Caracolí – Tebsa 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Noviembre de 2016
Nueva subestación Río Córdoba 220 kV	Nueva subestación Río Córdoba, mediante la reconfiguración del doble circuito Santamarta – fundación 220 kV en Santamarta – Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba – Fundación 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Septiembre de 2016

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

En relación al Plan de Expansión de Transmisión 2014 – 2028, la unidad ya definió las redes objetivo para fortalecer las sub áreas operativas correspondientes a Guajira – Cesar – Magdalena, Nordeste Santander, Nordeste Boyacá, Suroccidente y la conexión de la planta Porvenir de 352 MW, la cual tiene compromisos de Energía en Firme.

3.4. CONVOCATORIAS PÚBLICAS – OBRAS DE TRANSMISIÓN

En este período se iniciaron los procesos de selección para Bolívar – Cartagena 220 kV (Convocatoria UPME 05-2012); Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV – Primer Refuerzo Área Oriental (Convocatoria UPME 01-2013); Segundo transformador Copey 500 kV

(Convocatoria UPME 02-2013); Subestación Tuluní 230 kV y línea asociada (Convocatoria UPME 03-2013); Bello – Guayabal – Ancón 230 kV (Convocatoria UPME 04-2013); y Chinú – Montería – Urabá 230 kV (Convocatoria UPME 07-2013) y Conexión de la subestación Reforma 230 kV a Guavio – Tunal (Convocatoria UPME 01-2014). De estos, se seleccionaron interventores e inversionistas para Bolívar – Cartagena 220 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV y Segundo transformador Copey 500 kV (Convocatoria UPME 02-2013), los demás están próximos a culminar el proceso. Fueron puestos en servicio, de manera satisfactoria, los proyectos Alférez (Convocatoria UPME 01-2010) y Termocol (Convocatoria UPME 02-2010).

TABLA 18.
RESUMEN EVOLUCIÓN DE LOS PROCESOS DE CONVOCATORIAS

Estado	#	Convocatoria	Proyectos	Observación
En ejecución	6	01-2008	Nueva Esperanza 500/230 kV	Iniciando construcción
		002-2009	Armenia 230 kV	Por iniciar construcción
		04-2009	Sogamoso 500/230 kV	Por finalizar, próximo a iniciar operación
		05-2009	Quimbo 230 kV	Una licencia aprobada, la otra en trámite
		03-2010	Chivor-Norte-Bacatá 230 kV	En evaluación del DAA
		02-2013	Segundo transformador de Copey 500/220 kV	En diseños
Adjudicadas, en proceso de aprobación del Ingreso Anual Esperado (IAE)	2	05-2012	Bolívar – Cartagena 220 kV	Por iniciar ejecución
		01-2013	Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	Por iniciar ejecución
En proceso de selección	4	03-2013	Tuluní 230 kV	En periodo de observaciones
		04-2013	Bello – Guayabal – Ancón 230 kV	Próximo a selección de inversionista
		07-2013	Chinú – Montería – Urabá 230 kV	En periodo de observaciones
		02-2014	Reforma 230 kV	En periodo de observaciones
En prepublicación	4	05-2014	Suria 230 kV	Pendiente garantía del OR
		06-2014	Caracolí 230 kV	Pendiente garantía del OR e industrial Resolución MME 090506 de 2014
		03-2014	Ituango 500 kV	
		04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	
Por pre prepublicar o iniciar proceso	3	01-2014	La Loma	Pendiente garantía del OR e industrial
		05-2014	Refuerzo Costa Caribe 500 kV	Resolución MME 090506 de 2014
		06-2014	Río Córdoba 220 kV	Pendiente garantía del OR e industrial Resolución MME 090506 de 2014
Documentos de selección en elaboración	1		Segundo Refuerzo Oriental 500 kV	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

3.5. ENERGIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA



3.5.1. Cobertura de energía eléctrica – ICEE 2013

La UPME dando cumplimiento a la Resolución MME 180465 de 2013 ha estimado la cobertura de energía eléctrica para el año 2013; sin embargo, como se estableció en la “Metodología para la estimación del Índice de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica – ICEE”, es necesario validar la información con los Operadores de Red y el IPSE. En los resultados preliminares de diciembre de 2013 con versión de mayo de 2014 se obtiene una cobertura nacional del 96.45%.

3.5.2. Concertación metas y planes de expansión operadores de red

Después de la publicación del PIEC 2013-2017 en septiembre de 2013, se sostuvieron reuniones entre la UPME y el Ministerio de Minas y Energía con el fin de analizar otros escenarios adicionales a los presentados en el PIEC 2013-2017 para el incremento en el cargo por uso de distribución (Dt) conforme lo establece la Resolución MME 180465 de 2012.

En la Resolución 180465 del 2012, el Ministerio de Minas y Energía estimó necesario que se realizara la concertación de metas de cobertu-

ra del servicio de energía eléctrica, por lo cual la UPME convocó a reunión a todos los Operadores de Red –OR– que prestan el servicio de energía en el país. En el periodo comprendido entre septiembre y diciembre de 2013, se llevó a cabo dicho proceso alcanzando a concertar metas con el 53% del total de los Operadores de Red, representados en 15 OR. Por su parte, 9 OR no concertaron metas, 3 manifestaron interés solamente en normalización de redes y 1 está en el 100% de cobertura.

Acorde con los resultados del proceso de la concertación de metas realizada para el periodo 2013-2015, en el país se realizarán inversiones alrededor de los \$707.037 millones, con una participación del 10% por medio de recursos de fondos (\$77.242 Millones). Se estima que al realizar la totalidad de estas inversiones, se alcanzará el 96.92% de cobertura de energía al energizar 98.544 viviendas que actualmente no cuentan con este servicio.

3.5.3. Comisión asesora de coordinación y seguimiento a la situación energética – CACSSE

La UPME, como secretario técnico de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País – CACSSE, entre noviembre de 2013 y mayo de 2014, llevó a cabo reuniones mensuales en las que se realizó seguimiento a los diferentes factores atmosféricos que influyen en la variabilidad climática y a la situación energética del país, analizando la disponibilidad de combustibles líquidos para generación térmica.

Ante el aumento en la probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno del Niño y de una posible disminución en los aportes hídricos, la comisión ha venido trabajando en materia de estrategias de comunicación y acciones de eficiencia energética. En este sentido, la comisión ha recomendado a los agentes de electricidad, gas natural y combustibles líquidos la coordinación continua para el suministro de las fuentes energéticas para generación eléctrica en caso de que las condiciones climáticas lo exijan.



3.6. USO RACIONAL DE ENERGÍA

3.6.1. Plan de acción indicativo 2010-2015 del PROURE

Se prepara una evaluación de las acciones relativas a eficiencia energética desde la aprobación de la Ley 697 de 2001 que incluye, entre otros, recursos asignados, cooperación técnica, impactos, resultados sectoriales, resultados transversales y oportunidades, como aporte al desarrollo del Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del “Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE”, adoptado por el MME.

3.6.2. Programas transversales: Estrategia financiera

Continúa la gestión y ejecución de recursos de cooperación técnica internacional no reembolsable, de aproximadamente US\$ 6 millones canalizados a través de PNUD, ONUDI, BID y USAID principalmente, para apoyar acciones de eficiencia energética en los sectores industrial y terciario y en edificaciones residenciales, comerciales y públicas, promover etiquetado de equipos eficientes de uso final de energía y remover barreras para aumentar la participación de las fuentes no convencionales de energía renovable en la matriz colombiana.

Recursos por US\$2 millones de Global Environment Facility- GEF se están gestionando a través de Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo Industrial -ONUDI, destinados a la ejecución de un proyecto de promoción e implementación del sistema de gestión integral de la energía y el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en el sector industrial.

Conjuntamente el Ministerio de Minas y Energía, y la UPME gestionaron US\$580.000 de cooperación técnica con el BID, para determinar la viabilidad técnica, económica, financiera y ambiental de un programa de Eficiencia Energética en Edificaciones - EE en el Archipiélago, como preparatoria de una posible operación de crédito por valor de 10 MUS\$ provenientes del CTF.

En relación al subprograma de Protección al Consumidor, se dio inicio a la ejecución del proyecto de Etiquetado en Eficiencia Energética, el cual cuenta con aportes del GEF por US\$2,5 millones y con una contrapartida de actores nacionales por US\$7,5 millones. El proyecto incluye estrategias de fortalecimiento institucional, del Sistema Nacional de la Calidad, de mercado y culturales, entre otras, así como del desarrollo de herramientas de difusión y apropiación de conocimientos que permitirán implementar el Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ propuesto por el Ministerio de Minas y Energía, como mecanismo de promoción de la tecnología eficiente y la competitividad en la producción de equipos.



3.6.3. Programas sectoriales

En el marco del Proyecto GEF/PNUD/COL-Eficiencia Energética en Edificaciones (EEE), se estableció una metodología para la formulación de un NAMA (Medidas Nacionales de Adopción y Mitigación al Cambio Climático) para rehabilitación de edificios existentes donde se han identificado potenciales de ahorro energético entre el 25% y 30%, así como la formulación del NAMA PIN para evaluar su presentación a los donantes de este tipo de apoyos financieros.

Como un avance en la implementación de la propuesta de Reglamento Técnico de Eficiencia Energética para Viviendas de Interés Social-RETEVIS, se desarrolló una herramienta para estimar el consumo de energía y evaluar los potenciales que se obtendrían al implementar criterios de eficiencia energética en el ciclo de vida de las viviendas e impacto en la obtención de niveles de confort para quienes las habitan.

Asimismo, se realizaron 34 auditorías energéticas en edificaciones de entidades públicas del orden nacional, departamental y municipal, como referente para promocionar la eficiencia energética en este segmento, indicándose la existencia de potenciales que oscilan entre el 25% y 30% en consumo de energía eléctrica, proponiéndose un plan de acción que incluya tanto buenas prácticas, reconversión de equipos, como propuestas de rediseño, métodos constructivos y materiales eficientes en el manejo energético.

En el sector industrial, se adelanta un estudio para determinar el potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros de alimentos, textiles, confecciones, cueros y papeles en Colombia, identificándose los principales procesos, tecnologías y consumos de energía, así como los primeros escena-

rios de eficiencia energética, para los cuales se plantean: i) Programa de eficiencia energética en calderas piro tubulares y ii) Programa de sustitución de motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia. A la fecha, se han intervenido 164 empresas mediante visitas técnicas y encuestas, quedando faltantes 44 para completar la muestra de 208.

3.6.4. Programas regionales

Como continuidad a la caracterización y sostenibilidad de las soluciones energéticas de las ZNI, durante 2013 y los primeros cinco meses de 2014, se trabajó en el diseño y apoyo en la ejecución de programas de eficiencia energética en los departamentos de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Amazonas y Chocó. Al efecto, se realizaron jornadas de capacitación en eficiencia energética en usos finales para todos los tipos de usuario de las zonas mencionadas, así como actividades de fortalecimiento de la capacidad del SENA en esta temática. Igualmente, se introdujo a docentes seleccionados en la metodología para incorporar las temáticas de eficiencia energética y FNCE en la educación formal. Se elaboraron guías didácticas para ser distribuidas entre los pobladores de estas regiones. También se fortalecieron las propuestas de programas en temas relacionados con la identificación de actores clave para la ejecución de las acciones identificadas, con el financiamiento y con esquemas de seguimiento y evaluación.

Los anteriores constituyeron insumos para la formulación del proyecto de eficiencia energética en el archipiélago y la gestión de recursos de CTI y del BID. Este proyecto de cooperación incluye varios componentes dentro de los que se cuentan: i) una estructuración técnica, atendiendo implementación de buenas prácticas, los

Durante 2013 y 2014 se diseñaron los programas de eficiencia energética para el Archipiélago de San Andrés, Amazonas y Chocó.

rangos de EE por tipo de equipo, los aspectos asociados a la recolección y disposición final de los equipos a sustituir y a la distribución de equipos nuevos; ii) el análisis legal y financiero para la ejecución de las acciones previstas; iii) una prueba en terreno de la implementación de buenas prácticas y de sustitución de equipos y iv) una estrategia de divulgación dirigida a toda la población. Los beneficiarios serán los usuarios de los sectores residencial, comercial, hotelero y público y se estima un potencial de eficiencia energética de alrededor de 30% para todo el archipiélago.

4. FONDOS DE FINANCIACIÓN

4.1. PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas que fue creado por el artículo 63 de la Ley 812 de 2003 y reglamentado por el Decreto 1123 de 2008, busca la financiación por parte del Gobierno Nacional de proyectos

elegibles de normalización de redes eléctricas. La Ley 1117 de 2006 estableció que el término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas será igual a la vigencia definida para el FAER.

El Programa será financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas FAER, creado por la Ley 788 de 2002, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1 de la Ley 1117 de 2006, recursos previstos a su vez en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007. El Art. 104 de la Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo), estableció un peso por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del PRONE, creado mediante la Ley 812 de 2003 y continuado mediante la Ley 1151 de 2007.

Durante el 2013 se suscribieron diez contratos con siete operadores de red por valor de \$109.557 millones para la ejecución de proyectos.

Los recursos asignados y los usuarios beneficiados durante la vigencia 2013 fueron los siguientes:

TABLA 19.
RECURSOS Y USUARIOS PRONE

Departamento	PRONE					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Arauca	\$624,75	\$437,32	\$187,42	321	225	96
Atlántico	\$15.473,94	\$10.831,75	\$4.642,18	6.326	4.428	1.898
Bolívar	\$9.759,12	\$6.831,38	\$2.927,73	3.348	2.344	1.004
Cesar	\$16.776,17	\$11.743,32	\$5.032,85	5.216	3.651	1.565
Córdoba	\$8.330,52	\$5.831,36	\$2.499,16	3.300	2.310	990
Huila	\$3.058,23	\$2.140,76	\$917,47	1.565	1.095	470
La guajira	\$4.631,90	\$3.242,33	\$1.389,57	1.297	908	389
Magdalena	\$11.655,00	\$8.158,50	\$3.496,50	3.918	2.743	1.175
Meta	\$1.471,35	\$1.029,94	\$441,40	1.140	798	342
Nariño	\$9.584,08	\$6.708,86	\$2.875,23	3.845	2.691	1.154
Sucre	\$5.196,27	\$3.637,39	\$1.558,88	1.591	1.114	477
Valle del cauca	\$22.995,55	\$16.096,88	\$6.898,66	13.658	9.561	4.097
Total general	\$109.556,87	\$76.689,81	\$32.867,060.382	45.525	31.868	13.657

Fuente: Dirección de Energía- Ministerio de Minas y Energía

Para las Convocatorias PRONE 2013 se estableció la siguiente proporción de aprobación: i) el 70% del valor de los proyectos con recursos de la vigencia 2013, y ii) el saldo del 30% con vigencia futura 2014. Lo anterior teniendo en cuenta la experiencia que ha tenido el Ministerio en la duración de la ejecución de los proyectos y el alcance de los mismos, lo cual genera que los plazos de ejecución en la mayoría de los proyectos a aprobar no puedan ser terminados en el presente año y se extiendan en su gran mayoría al año 2014.

4.2. FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES - FAER

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales interconectadas, creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, y reglamentado por el Decreto 1122 de 2008 es un fondo cuenta especial sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto Nacional y demás normas vigentes aplicables, administrado por el Ministerio de Minas y Energía o por quien éste designe.

Su objeto son proyectos de electrificación rural

que tengan asociado líneas de interconexión de media tensión y subestaciones de distribución que permita incrementar la confiabilidad, calidad y la ampliación de cobertura.

Busca financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente en zonas de difícil gestión y zonas rurales de menor desarrollo, con el propósito de ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas Interconectadas.

La Ley 1376 de 2010 extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018 y amplió el objeto de inversión de los recursos del fondo. El artículo 115 de la Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo) estableció que se conformará con los recursos económicos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), correspondientes a un peso con treinta y cuatro centavos moneda corriente, por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista.

Durante el 2013 se suscribieron contratos por valor de \$132.526 millones y en enero de 2014 se suscribieron contratos por valor de \$34.443 millones para ejecutar proyectos en los siguientes departamentos:



TABLA 20.
RECURSOS Y USUARIOS FAER

Departamento	FAER					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Arauca	\$15.096,56	\$10.567,59	\$4.528,97	1.095	767	328
Bolívar	\$7.916,04	\$5.541,23	\$2.374,81	12.743	8.920	3.823
Caquetá	\$32.516,47	\$4.063,75	\$28.452,72	3.610	542	3.068
Cauca	\$17.045,81	\$11.932,07	\$5.113,74	2.622	1.835	787
Cesar	\$6.460,12	\$4.522,08	\$1.938,04	4.099	2.869	1.230
Córdoba	\$4.243,59	\$2.970,51	\$1.273,08	15.771	11.040	4.731
Guaviare	\$8.359,57	\$5.851,70	\$2.507,87	430	301	129
La guajira	\$520,42	\$364,30	\$156,13	88	62	26
Magdalena	\$4.247,93	\$2.973,55	\$1.274,38	2.723	1.906	817
Meta	\$14.098,70	\$9.004,76	\$5.093,94	5.102	3.259	1.843
Nariño	\$9.795,71	\$1.444,70	\$8.351,01	1.841	351	1.490
Norte de Santander	\$25.000,00	\$17.500,00	\$7.500,00	2.999	2.099	900
Santander	\$8.078,28	\$5.654,79	\$2.423,48	895	626	269
Sucre	\$5.269,11	\$3.406,41	\$1.862,70	8.408	5.436	2.972
Tolima	\$8.320,40	\$5.824,28	\$2.496,12	740	518	222
Total general	\$166.968,72	\$91.621,73	\$75.346,99	63.166	40.531	22.635

Fuente: Dirección de Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía

Esta cifra corresponde a la suma de 91.621 millones de recursos de la vigencia 2013 y 75.346 millones de la vigencia 2014 y beneficiará a 63.166 familias en 15 departamentos de las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

4.3. FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas fue creado en los artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2001 con una vigencia a 31 de diciembre de 2007; posteriormente la Ley 1099 de 2006 prolonga su vigencia hasta 31 de diciembre de 2014, y reglamentado con el De-

creto 1124 de 2008. El objetivo del FAZNI es financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

La ley 855 del 18 de diciembre de 2003 define las localidades que se consideran Zonas No Interconectadas y establece las prioridades en la asignación de los recursos del FAZNI.

En el periodo comprendido entre mayo de 2013 y mayo de 2014, se aprobaron y comprometieron recursos por \$125.955 millones en reuniones del Comité de Administración del FAZNI – CAFAZNI, para planes, programas o proyectos en 13 departamentos. Se usaron \$56.584 millones de pesos de la vigencia 2013 y \$69.371 millones de la vigencia 2014.

TABLA 21.
RECURSOS Y USUARIOS FAZNI

Departamento	FAZNI					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Antioquia	\$1.784,66	\$1.249,26	\$535,40	2.088	1.462	626
Casanare	\$24.608,19	-	\$24.608,19	3.156	-	3.156
Cauca	\$17.449,62	\$10.666,26	\$6.783,37	5.169	3.160	2.009
Cesar	\$721,51	\$432,91	\$288,60	1.220	732	488
Chocó	\$20.287,19	\$13.547,68	\$6.739,51	8.405	5.613	2.792
Guainía	\$1.632,97	\$1.123,01	\$509,96	226	155	71
Guaviare	\$242,31	\$145,38	\$96,92	42	25	17
Meta	\$16.842,08	\$11.586,06	\$5.256,03	2.031	1.397	634
Nariño	\$8.324,27	\$5.403,02	\$2.921,25	6.489	4.212	2.277
Putumayo	\$4.382,88	\$2.971,69	\$1.411,19	3.141	2.130	1.011
Vaupés	\$3.262,84	\$2.283,99	\$978,85	394	276	118
Vichada	\$24.536,05	\$6.046,30	\$18.489,75	4.390	2.903	3.461
Amazonas	\$1.879,98	\$1.127,99	\$751,99	171	103	68
Total general	\$125.954,55	\$56.583,54	\$69.371,01	36.922	22.166	16.730

Fuente: Dirección de Energía- Ministerio de Minas y Energía

4.4. FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS – FSSRI

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, sector Eléctrico, 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 los excedentes del mismo fondo, para cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

La administración de este fondo se rige por los decretos 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, reglamentarios de las leyes

antes mencionadas, en donde se 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 reportar, 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 efecto.

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 re-

El FSSRI permite cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía.

caudados por las empresas superavitarias no han sido suficientes para cubrir la totalidad de los faltantes de las empresas deficitarias en el balance de subsidios y contribuciones.

En 2013, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y de la Ley 1428 de 2010, entregó \$1.624.834 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$50.347 millones de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI para cubrir los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica, incluyendo los del Sistema Interconectado Nacional - SIN como los de las Zonas No Interconectadas. En promedio, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 3.011.651, los del estrato 2 fueron 4.057.038 y del estrato 3 fueron 2.388.811, para un total de 9.457.500 usuarios beneficiados tanto en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, como en las Zonas No Interconectadas.

Perspectivas

Basándose en los esquemas previstos en las leyes 1428 y 1430 de 2010, se tiene para la vigencia 2014 presupuestado ejecutar recursos del orden de los \$ 1.360.508 millones por el Presupuesto Nacional directamente, con el fin de otorgar subsidios para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 pertenecientes al SIN y al ZNI hasta los toques máximos.

4.5. 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 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

En 2013, el
Gobierno Nacional
entregó \$1.624.834
millones a través del
Presupuesto General
de la Nación.

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 \$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.

Con el artículo 103 de la Ley 14560 de 2011 (Plan de Nacional de Desarrollo para el periodo 2010 - 2014), se dio continuidad a este fondo con el objeto de cubrir, a partir del 2011 hasta \$46 por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las áreas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión, y barrios subnormales. El manejo de los recursos del fondo será realizado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Con base en lo anterior se emitió el Decreto 0111 de 20 de enero de 2012 mediante el cual se reglamentó del FOES.

En cumplimiento con la normatividad establecida, para el 2013 se distribuyeron recursos para las áreas especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$160.037 millones y se benefició un promedio de 1.788.94 usuarios de estratos 1 y 2, durante la vigencia del fondo de 2004 a 2013 se han girado recursos por valor de \$1.121.971 millones así:

TABLA 22.
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS – AÑOS 2004 -2013

Año	Recursos Asignados1/ -1	Recursos Ejecutados2/ -2	Porcentaje Ejecutado (2) / (1)
2004	70.000	70.000	100,00%
2005	120.000	120.000	100,00%
2006	162.949	161.100	99,00%
2007	104.080	87.677	84,00%
2008	100.000	87.677	88,00%
2009	132.600	132.600	100,00%
2010	120.289	120.289	100,00%
2011	75.000	74.969	99,96%
2012	107.625	107.624	99,99%
2013	170.037	160.037	94,12%

Fuente: DNP-DIFP y Dirección de Energía – MME

Para el 2014 se estima una distribución de recursos por valor de \$150.000 millones.

tarán las horas de prestación del servicio en las cabeceras municipales faltantes.

5. PRESTACIÓN SERVICIO DE ENERGÍA ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE

5.1. NUEVAS CABECERAS MUNICIPALES A 24 HORAS DE ENERGÍA

La meta de gobierno para la vigencia 2013 quedó establecida en 11 cabeceras municipales a 24 horas de energía. La responsabilidad de lograr la meta estuvo en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, y el IPSE participó como uno de los eslabones de la cadena con función específica de estructurar, evaluar y/o viabilizar los proyectos. En ese orden de ideas, en la vigencia 2013 el IPSE estructuró y viabilizó los proyectos para modernizar la infraestructura que permita prestar el servicio en las siguientes cabeceras: El Charco (Nariño), Solano (Caquetá), Francisco Pizarro (Nariño), Mosquera (Nariño), Miraflores (Guaviare), Cumaribo (Vichada), López de Micay (Cauca), La Primavera (Vichada), La Macarena (Meta), Iscuandé (Nariño), La Tola (Nariño).

Durante la vigencia 2014, se han venido ejecutando las obras y gradualmente se incremen-

5.2. PROYECTOS FAZNI

Durante 2013 fueron evaluados 63 proyectos de energización rural y mejoramiento de infraestructura eléctrica en las ZNI (equivalentes \$225.536 millones) de los cuales 38 fueron calificados con concepto favorable (equivalentes a \$ 94.505 millones) y 25 fueron calificados como inviables (equivalentes a \$ 131.031 millones), cumpliendo así con el 100% del compromiso.

Adicionalmente se viabilizaron 38 proyectos de los cuales 37 recibieron recursos por el CAFAZNI por valor de \$ 92.182 millones contribuyendo a la ejecución del fondo FAZNI en un 96%. La distribución por departamentos fue la siguiente: Vaupés (3), Putumayo (1), Chocó (10), Cauca (4), Guainía (4), Meta (2), Nariño (7), Guaviare (1), Cesar (1), Antioquia (1), Amazonas (1), Vichada (3)

Estructuración de Proyectos

Para la vigencia 2013 se estableció como meta la estructuración de mínimo 50 proyectos de soluciones energéticas para las ZNI, los cuales deben ser presentados a los fondos

FAER, SGR Y FAZNI. Los resultados al finalizar la anualidad fueron satisfactorios dado que se

lograron estructurar 89 proyectos superando la meta establecida.

TABLA 23.
PROYECTOS ESTRUCTURADOS

	Meta	Avance	Usuarios	Habitantes	Valor en millones	Fondos
Estructuración	50	89(178%)	16.803	87.573	88.515	FAER SGR FAZNI

Fuente: IPSE

5.3. SUBDIRECCIÓN DE CONTRATOS Y SEGUIMIENTO

5.3.1. Interventoría al contrato de concesión con exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área del Amazonas

El servicio de energía eléctrica en el área de servicio exclusivo del Amazonas durante el periodo de mayo de 2013 a abril de 2014, se prestó durante 24 horas diarias en dos municipios: Leticia y Puerto Nariño. En Tarapacá 10 horas, en 12 localidades Tipo 3; 8 horas diarias, (entre 51 y 150 usuarios), y en 24 localidades Tipo 4 6 horas diarias (inferior a 50 usuarios) de manera continua.

A marzo de 2014, el número de facturas en el área de servicio exclusivo del Amazonas se incrementó el 3,37% con respecto a mayo de 2013. Los kWh generados en el en abril de 2014 disminuyó en un 6,76% con respecto a los kWh generados en mayo de 2013.

5.3.2. Supervisión área de servicio exclusivo de San Andrés Providencia y Santa Catalina

Durante el año cuarto del contrato de la concesión ASE SAI se destacan los siguientes aspectos:

Demanda máxima San Andrés:	31,4 MW
Capacidad instalada San Andrés:	52 MW
Demanda máxima Providencia:	1,82 MW
Capacidad instalada Providencia:	4,7 MW
Energía generada anual SAI:	198,1 GWh
Crecimiento del consumo promedio año SAI	4,5%
Energía generada anual PVA:	10,98 GWh
Crecimiento del consumo promedio año PVA:	1,25%
Indicador de pérdidas reconocidas:	15%
Número de usuarios SAI + PVA:	18.867
Crecimiento de usuarios promedio año:	1,5%
Cu NT1 Mayo 2013 / Abril 2014:	\$851,92 / \$881,33
Tarifa usuario NT1 E4 Mayo 2013 / Abril 2014:	\$340,55 / \$348,22

Central Eólica

Durante el año cuarto de la concesión se ha dado inicio a la pre consulta con la comunidad dentro del proyecto para la construcción de un parque eólico de 12 MW (6 turbinas de 2 MW cada una), el cual se proyecta producirá el 15% de la energía de la isla de San Andrés.

Central RSU

En lo que respecta al proyecto de generación a partir de residuos sólidos (Waste to Energy), la planta se encuentra construida y lista para

pruebas finales, a la espera del permiso final de operación y ajustes del Plan de Manejo Ambiental por parte del operador del sitio de disposición final. Con una capacidad instalada de 1,6 MW, y potencial para el aprovechamiento de 80 Toneladas / día de residuos, aportara 4GWh año al sistema.

Islas a minimizar el uso de combustibles fósiles y optimizar el uso energético mediante planes masivos de URE. Para este fin se ha creado un grupo de expertos apoyados por el BID, con el objetivo de definir, formalizar y generar la dinámica necesaria para la reconversión integral.

Otras Inversiones

El concesionario dio inicio al proyecto Buena Energía para ciudades Inteligentes, el cual consiste en la implementación de una Red Inteligente en las Islas Mayores (Smart Grid), con capacidad de gestión comercial remota, con una inversión proyectada de \$30.000 millones, con la firma Ingenierías Aliadas. Este proyecto Incluye el cambio total de medidores y la construcción de un centro de gestión integral de la medida.

En lo que respecta al sistema de distribución, adelantó procesos de reposición y mejoramiento en la Isla de Providencia y en San Andrés en los sectores de San Luis y Loma, con la aplicación de red AAAC (cable de aluminio concéntrico).

Transformación Energética

Con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y el apoyo del IPSE y la UPME, se adelanta un proceso encaminado a la transformación energética del Archipiélago, en armonía con la Reserva de Biosfera Sea Flower, el cual está siendo apoyado desde la oficina de la Presidencia de la República para el Plan San Andrés.

Es este proceso, se ha desarrollado un diagnóstico de las necesidades energéticas y de transformación tanto desde la fuente como la demanda, articulado con la Concesión ASE, que determino la línea base sobre la cual con el apoyo del BID y el Carbon War Room se estructurará un ambicioso plan que llevará a las

Se adelanta un proceso encaminado a la transformación energética del Archipiélago, en armonía con la Reserva de Biosfera Sea Flower.

Supervisión e Interventoría

Con el soporte del Centro Nacional de Monitoreo IPSE y el Centro Insular de Monitoreo EEDAS, durante la vigencia se desarrollaron las actividades de seguimiento, verificación y análisis por parte de EEDAS SA ESP, las cuales se centraron en la operación, desarrollo de las inversiones, ejecución financiera, comercial y parámetros de prestación del Servicio, con un componente importante orientado a los ejes ambientales y de seguridad y salud del trabajador. Todo esto bajo la supervisión y apoyo del IPSE.

5.4. SUPERVISIÓN A CONTRATOS Y CONVENIOS

5.4.1. Proyecto de interconexión eléctrica Inírida – San Fernando de Atabapo, Contratos 061 de 2011 Y 045 de 2012

> Circuito a 13.2 kV subestación Inírida – Coayare

Teniendo en cuenta que el 22 de diciembre de 2012 se dio servicio a 50 usuarios de la comunidad, se supervisaron los trabajos realizados y se verificó el cumplimiento de las normas técnicas, por lo cual se adelanta el trámite para el recibo de las obras por parte de IPSE y la entrega del activo al prestador del servicio EMELCE S.A

ESP. Estas obras están contempladas en el contrato 061 de 2014 y su valor alcanzó la suma de \$ 700 millones aproximadamente.

> **Subestación elevadora Inírida, 13.2 /34.5 kV**

Se supervisaron los trabajos realizados, quedando pendientes las pruebas y puesta en servicio, en razón a que la línea de interconexión a 34.5 kV aún continúa en construcción, requisito para poder energizar la subestación. Estas obras están contempladas en el contrato 061 de 2014 y su valor alcanzó la suma de \$ 1.400 millones aproximadamente.

> **Línea de interconexión 34.5 kV subestación – Inírida – Amanavén**

Se supervisaron las obras construidas desde la subestación hasta el km 35, quedando pendiente por construir el tramo km 35 hasta la localidad de Amanavén, incluyendo el cruce del río Guaviare.

Estas obras están contempladas dentro de los contratos 061 de 2011 y está programada su finalización durante el segundo semestre de 2014, dependiendo de los resultados del seguimiento a los compromisos de la consulta previa con las comunidades y el Ministerio del Interior. El valor aproximado de las obras fue de \$ 2.400 millones. El presupuesto asignado para el contrato 061 de 2011 es de \$ 5.000 millones y el del contrato 045 de 2012 de \$ 3.000 millones, para un total de \$8.000 millones.

Entre enero y mayo de 2014 se hizo acompañamiento a la visita de seguimiento convocada por el grupo de Consulta Previa del Ministerio del Interior y se gestionó con las comunidades indígenas y sus representantes legales el aval social para la modificación del trazado de la línea de interconexión eléctrica, logrando su aceptación.

Se energizaron siete comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta mediante montajes solares fotovoltaicos.

Se actualizó el presupuesto del proyecto teniendo en cuenta requerimientos técnicos como la utilización de cable semiaislado, definición de cimentaciones para las torres del cruce del río Guaviare y los acuerdos con las comunidades entre otros.

Se gestionó con el Ministerio de Minas y Energía la propuesta para la suscripción de un nuevo acuerdo binacional que permita la construcción de la subestación reductora en Amanavén y de más aspectos comerciales de intercambio de energía. El Ministerio de Minas y Energía está coordinando una reunión con el Ministerio de Energía del Poder Popular de Venezuela.

Al mayo de 2014 las obras presentan un avance del 82% sin considerar la subestación Amanavén.

5.4.2. Supervisión convenio 072 de 2012.- IPSE – patrimonio natural

Este convenio tuvo aportes de IPSE (\$900.000.000) y de United States Agency for International Development-USAID (USD 600.000) y tuvo por objeto realizar la energización de siete comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta utilizando como sistema de generación montajes solares fotovoltaicos.

El convenio se desarrolló de manera exitosa en los tiempos acordados en el contrato, llevando a buen término todas las actividades especificadas en el contrato. El proyecto fue inaugurado por el Ministro de Minas y Energía y el Director General del IPSE.

Es de resaltar entre otros aspectos en la ejecución de este contrato la devolución al Instituto por parte de Patrimonio Natural de \$22.128.973 resultado del excelente manejo del presupuesto del proyecto.

Se realizó visita a campo se evidenció que los

montajes se encuentran terminados al 100%, se está a la espera de la carta de recibo a satisfacción por parte de la Interventoría para dar la aprobación de la actividad. El convenio se ejecutó en su totalidad.

5.4.3. Supervisión del contrato interadministrativo No.078-2013 IPSE-Tetra Tech – patrimonio natural

Objeto: Aunar esfuerzos técnicos, administrativos y financieros para ejecutar los proyectos de energías no convencionales, alternas o renovables priorizados y seleccionados en los departamentos de Chocó y Magdalena y definir los parámetros para la ejecución de los mismos mediante la asociación del IPSE, Patrimonio Natural y Tetra Tech.

Proyecto: Construcción de microcentral hidroeléctrica de 20 kW con instalación de redes de distribución eléctrica para la comunidad indígena del Yucal, Municipio de Nuquí, Departamento del Chocó.

Proyecto: Construcción de una MCH de (10kW) para el pueblo e instalaciones educativas y de salud de Bunkwimake. Adecuación de un trapiche panelero eficiente. Secado solar de cacao e iluminación solar para casas dispersas.

Proyecto: Instalación de una MCH adicional de 130 kW en Palmor y actualización del sistema e instalación de nuevas redes.

Proyecto: Implementación de sistemas solares fotovoltaicos de generación eléctrica en el PNN de Utría que contribuyan con la reducción de impactos ambientales y se brinden herramientas para el fortalecimiento organizacional e institucional a mano cambiada y la Unidad del Parque Nacional Natural - PNN.

El IPSE ha realizado acompañamiento directo

a USAID, considerando que ellos han aportado el diseño e ingeniería de detalle de todos los proyectos. Es así como en noviembre de 2013 asistió a una reunión IPSE-USAID con la comunidad indígena Bunkwimake en la Sierra Nevada de Santa Martha a fin de estimar detalles del proyecto y coordinar la reunión con el ANLA para la autorización del permiso ambiental.

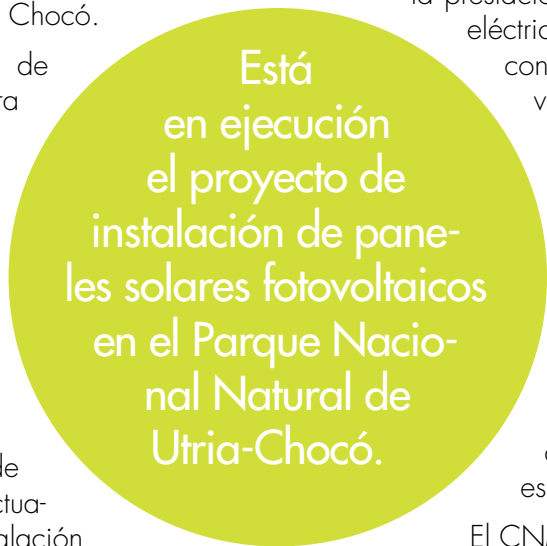
De todos estos proyecto a mayo de 2014, se tiene culminado y está en ejecución el de la instalación de paneles solares fotovoltaicos en el Parque Nacional Natural de Utria-departamento del Chocó, donde se beneficiaron cuatro cabañas, un centro de interpretación, un auditorio, una estación de frío con un refrigerador y un congelador y una estación de telecomunicaciones.

5.5. CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM

El Centro Nacional de Monitoreo – CNM es un área misional del IPSE que realiza actividades fundamentales para el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), coadyuvando a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas; además, suministra información de parámetros eléctricos para la planeación, toma de decisiones y elaboración de soluciones energéticas estructurales.

El CNM es líder en el monitoreo y control en tiempo real de las variables eléctricas en las ZNI, contando con los más altos estándares técnicos y procedimentales que le permiten gestionar información de una manera confiable y oportuna.

Dado que la actividad de monitoreo de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica se considera esencial para la verificación de las condiciones de prestación del servicio (Resolución CREG 091-2007), el IPSE a través



del CNM verifica dichas condiciones mediante la recolección, administración y procesamiento centralizado de la información de variables energéticas de las Zonas No Interconectadas, para lo cual la gestión y principales actividades que el CNM desarrolla son las siguientes:

Se ha diseñado, evaluado y gestionado la implementación de proyectos de telemetría e infraestructura necesarios para el monitoreo de la información energética de las ZNI. Actualmente, 72 localidades cuentan con dicho sistema de medición, de las cuales 20 fueron implementadas en el último año abarcando las 39 cabeceras municipales y las principales localidades de la ZNI.

Se han adoptado y aplicado los estándares técnicos establecidos, permitiendo desarrollar y establecer las metodologías para obtener, centralizar, procesar, validar y analizar la información de las variables energéticas de una manera confiable y oportuna, sirviendo dicha información como insumo esencial para la generación de boletines, alarmas e informe de telemetría que mensualmente el CNM realiza y socializa referente a la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

Así mismo, gracias a la información que el CNM procesa y divulga periódicamente a entidades del Gobierno Nacional, coadyuva a que las mismas, dada su misión específica, aseguren la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios de las ZNI, cumpliendo con los parámetros de cantidad, calidad y continuidad establecidos.

El CNM realiza el seguimiento permanente a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Áreas de Servicio Exclusivo – ASE, que el Gobierno Nacional ha adoptado, específicamente el ASE de Amazonas y el ASE de San Andrés Islas. Igualmente se realizan todas las actividades tendientes a garantizar el funcio-

namiento y disponibilidad de la infraestructura tecnológica que soporta los sistemas de medida de energía eléctrica, de potenciales energéticos y del procesamiento de la información.

El CNM realiza el seguimiento diario a la prestación del servicio de energía eléctrica a las localidades de las ZNI que cuentan con telemetría, mediante software especializados.

5.5.1. Implementación del sistema de geo referenciación SIG-IPSE

Con el fin de recopilar, organizar, centralizar y difundir información de referencia de las ZNI que permita apoyar la implementación de soluciones energéticas estructurales, el IPSE a través del CNM, durante el último año ha venido implementando una herramienta de geo-referenciación, garantizando su compatibilidad con los estándares técnicos aplicables y con los demás sistemas desarrollados en el sector y en el gobierno en general.

La herramienta contempla la integración de información de variables energéticas, potenciales energéticos, infraestructura, proyectos y caracterización energética de las ZNI, para la toma de decisiones y planeación de proyectos.

Así mismo, concentra información proveniente del CNM, la Subdirección de Planeación Energética, la Subdirección de Contratos y Seguimiento, el Centro de Gestión Ambiental y Social, así como las diferentes entidades del orden nacional tales como el MINMINAS, la UPME, la SSPD, la CREG entre otras, prestadora del servicio de energía eléctrica y la comunidad como actor principal.

El Sistema de Información Geográfica SIG-IPSE se proyecta como una herramienta de consulta y referente de información de los ciudadanos, prestadores del servicio de energía eléctrica y gobierno.

El SIG-IPSE se proyecta como una herramienta de consulta y referente de información para los ciudadanos, los prestadores del servicio de energía eléctrica y el gobierno.



5.5.2. Proyecto piloto de medición de potenciales energéticos mediante estaciones de medición

Se instalaron sistemas de medición de potenciales energéticos en 10 localidades de las ZNI, insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía; actualmente, se está gestionando la depuración y análisis de datos, así como los mantenimientos especializados de dicha infraestructura: Nazareth –La Guajira (Eólico – solar), Puerto Estrella –La Guajira (Eólico –solar), Flor del Paraíso - La Guajira (Eólico –solar), El cardón –La Guajira (Eólico-solar), Riohacha - La Guajira (Eólico-solar), Isla Fuerte- Bolívar (Solar), Titumate- Unguía Chocó (Solar), Miraflores – Guaviare (Solar), La Chorrera – Amazonas (Solar), Cumaribo – Vichada (Solar).

Se instalaron sistemas de medición de potenciales energéticos en 10 localidades de las ZNI.

Realizó el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica a las localidades que no cuentan con sistemas de telemetría, mediante el llamado telefónico a operadores y ciudadanos de cada zona en particular. Se contactaron periódicamente cerca de 1.350 localidades mediante el contrato 087-2013.

Se adjudicó el contrato 074-2014 en mayo de 2014, para prestar el servicio de Contact Center al IPSE para la recolección de información de las Zonas No Interconectadas – ZNI para el año 2014.

Se gestionó el proceso de contratación para realizar el mantenimiento para el año 2014, de las estaciones de medición de potenciales energéticos instaladas en las localidades de las Zonas No Interconectadas del IPSE, el cual se encuentra en proceso de adjudicación en el mes de junio de 2014.

Se estructuró y se gestionó el proceso para suministrar, instalar, poner en servicio medidores de energía eléctrica, configurados con las plantillas para el cálculo de los indicadores DES – FES y de variación de tensión y frecuencia, en la central de generación de Leticia – Amazonas y realizar su integración al sistema de monitoreo y gestión de información del CNM del IPSE.

El Centro Nacional de Monitoreo viene desarrollando el Sistema de Información Georeferenciado (SIG-IPSE), logrando para el año 2013 el reconocimiento como la primera entidad del sector de Minas y Energía en obtener las certificaciones concedidas por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones de Nivel 2: Implementación Técnica del Servicio Web y Nivel 3: que contempla la Publicación de Servicios Web, cumpliendo a cabalidad con los lineamientos de Gobierno en Línea componente No. 2: Información en línea - publicación del inventario de datos e identificación de datos abiertos y los relacionados con Publicación, Recepción, Validación y Conceptualización de la información.

5.5.3. Logros del Centro Nacional de Monitoreo

Entre los logros más relevantes del CNM durante la vigencia de mayo 2013 a mayo 2014 se encuentran los siguientes:

Se adoptaron y aplicaron estándares técnicos, permitiendo desarrollar y establecer las metodologías para obtener, centralizar, procesar, validar y analizar la información de las variables energéticas de una manera confiable y oportuna, sirviendo dicha información como insumo esencial para la generación de boletines, alarmas e informes de telemetría, los cuales ascienden a más de 900 reportes elaborados. Los principales informes fueron socializados y entregados a entidades como el Ministerio de Minas y Energía, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios entre otros para que sean insumo en su gestión.

Se garantizó el funcionamiento y disponibilidad de la información e infraestructura tecnológica de los sistemas de medición de potenciales energéticos con que se cuenta, proyectándose como insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía.

Se actualizó el sistema de información de gestión de telemetría – GESTEL e infraestructura tecnológica que lo soporta, insumo para la elaboración de los diferentes informes de telemetría.

6. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO



Mercado energía mayorista

Durante el periodo mayo 2013 a mayo de 2014, de acuerdo con la agenda regulatoria la CREG trabajó en los temas de aseguramiento del suministro de energía mediano y largo plazo.

Cargo por confiabilidad

Asignación de Obligaciones de Energía Firme (Subastas de Reconfiguración). La Comisión publicó el documento con los análisis para realizar una subasta de reconfiguración de compra

o venta de energía para el período diciembre 2013- noviembre 2014, así como para las asignaciones de las denominadas Obligaciones de Energía Firme (OEF) para los períodos diciembre 2016-noviembre 2017, diciembre 2017-noviembre 2018 y diciembre 2018-noviembre 2019. Los análisis efectuados concluyeron que hasta el 2019 está asegurado el cubrimiento de la energía y por lo tanto no se requiere convocar una nueva subasta para incorporar nuevas plantas de generación.

Adicionalmente, se atendieron procedimientos de cambios de combustible para respaldar obligaciones del cargo por confiabilidad de los períodos 2014-2015 y 2015-2016 de las plantas TermoValle, TermoCentro, Termodorada, Proeléctrica, Meriléctrica y Tebsa. La Comisión expidió para consulta en el primer trimestre de 2014, la resolución con variaciones a los combustibles y se avanza en la definición de los ajustes a la subasta.

Combustible de respaldo – Gas natural importado

Con el fin de permitir que los agentes generadores con plantas térmicas puedan adelantar la contratación del constructor de la infraestructura de regasificación se ajustó en cuatro oportunidades el cronograma para declarar la opción de gas natural importado que cubra obligaciones del cargo por confiabilidad para el período diciembre 2015-noviembre 2016. Esto permitirá sustituir combustibles costosos por uno más económico.

Anillos de seguridad

La CREG ajustó las reglas de los denominados anillos de seguridad; es decir, de los instrumentos que facilitan el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las OEF de los generadores, con el fin de hacer más clara la forma como se liquida la demanda desconectable voluntariamente, anillo de seguridad que permite prever la falta de disponibilidad de energía. Adicionalmente, se modificó el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la remuneración real individual diaria del cargo por confiabilidad.





Generación con fuentes no convencionales

La Comisión estableció el reglamento para los contratos de suministro de combustible de origen agrícola que participen en el cargo por confiabilidad. Adicionalmente, se determinó que las plantas de cogeneración despachadas centralmente que cumplan los requisitos de la Resolución CREG 153 de 2013 podrán participar en los mecanismos vigentes del cargo por confiabilidad. Así mismo, mediante la Resolución de Consulta 046 de 2014, se presenta el proyecto para definir la energía firme con plantas con Geotermia para el cargo por confiabilidad.

Reglamento para situaciones de riesgo de desabastecimiento

La CREG presentó el reglamento mediante el cual se definirán las reglas de operación que se aplicarían en el evento de presentarse una

situación de crisis que ponga en riesgo el abastecimiento de la demanda, como podría suceder con el denominado Fenómeno de El Niño. Mediante la Resolución de Consulta 082 de 2013, así mismo realizó un taller para dar a conocer de forma clara la norma y resolver inquietudes de los agentes, del ejercicio anterior. La Comisión expidió la resolución definitiva en el primer trimestre de 2014.

Capacidad de respaldo de operaciones en el MEM

La Comisión ajustó la regulación mediante la cual se calcula la capacidad de respaldo necesaria para las operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, establecida en la Resolución CREG 156 de 2012. La regulación busca dar señales para reducir el riesgo del sistema cuando sale un agente del mercado y ocasiona la salida de otros. La norma establece un esquema de transición que permite a las empresas que requieren mejorar su condición de riesgo hacerlo progresivamente en un período de 3 años.

Mercado organizado regulado

La Comisión publicó para comentarios una nueva propuesta para el esquema de compras de energía con contratos mediante esquema competitivo, subastas. Actualmente, se analizan los comentarios de los agentes y se continúan los trabajos para la expedición de la resolución definitiva.

Medidas de promoción de la competencia

Con el objetivo de identificar condiciones en las cuales un agente es pivotal (indispensable para atender la demanda), la CREG analiza la competencia en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) para plantear esquemas que eviten condiciones que afecten la formación de precios en el mercado, para lo cual presentó un documento en el primer trimestre de 2014 y se realizó un taller con los agentes para presentar el estudio de condiciones que identifican condiciones que pueden afectar el precio del mercado mayorista de energía.

Criterios de confiabilidad para el STN (Estudio de las restricciones)

La CREG modificó y adicionó los criterios de confiabilidad probabilísticos para la planeación del Sistema de Transmisión Nacional (STN), con lo cual se permite tomar en cuenta escenarios de acuerdo a la posibilidad de ocurrencia y no sólo criterios determinados. Lo anterior da más herramientas a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para reducir el costo de las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

> Transmisión de energía eléctrica

Calidad del Servicio

A partir del segundo trimestre de 2013, se empezó a aplicar la nueva metodología de calidad en el servicio del Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual se definió el año inmediatamente anterior. De esta manera se empezaron a aplicar las compensaciones para el usuario que se deben reflejadas en la reducción de la tarifa, cuando la empresa no cumpla con los requisitos exigidos en la nueva metodología, como es la disponibilidad del sistema.

Convocatorias en el STN

La CREG estuvo atenta a los procesos de libre competencia realizados por la UPME para seleccionar inversionistas que ejecuten los proyectos de expansión del STN. En el 2013 se expidió la resolución que oficializó el ingreso de la convocatoria relacionada con el proyecto Chivor II y las líneas asociadas. Con base en la decisión del Ministerio de Minas y Energía se modificaron las fechas de puesta en operación de los proyectos Nueva Esperanza, Armenia, Alférez y Conexión del proyecto Sogamoso. En lo corrido del 2014

Se dieron lineamientos a la CREG para que pueda expedir reglamentos y metodologías que garanticen un adecuado marco regulatorio.

se expide la resolución con la cual se modifica la Resolución 063 de 2011 y se oficializaron ingresos para la subestación Copey.

Bases para la nueva metodología

En mayo de 2013 la Comisión publicó la resolución mediante la cual se dieron a conocer las bases para hacer el estudio que determine cómo remunerar la transmisión de energía eléctrica para el siguiente período tarifario.

> Distribución de energía eléctrica

Calidad del Servicio en distribución de energía eléctrica

Para la distribución de energía eléctrica se hace uso de dos grandes grupos de activos: el Sistema de Transmisión Regional (STR), es decir, los activos que permiten acercar la energía desde los grandes centros de producción hasta los límites de las zonas pobladas, y el Sistema de Distribución Local (SDL) que son los medianos los cuales se lleva la energía hasta los puntos de consumo: casas, industrias, comercio y oficinas.

Calidad del Servicio en el STR

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) analiza los efectos causados por la interrupción a la operación normal de los elementos que componen los sistemas.

A partir del primer trimestre de 2013 se empezó a aplicar la nueva metodología de calidad mediante la cual se determinan los casos de incumplimiento y se calculan compensaciones que son traducidas en un menor ingreso a las empresas y disminución de tarifas a los usuarios. La CREG continuará haciendo seguimiento a los resultados obtenidos con la aplicación de esta metodología.



Calidad del Servicio en el SDL

La calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL) está relacionada con las interrupciones del servicio que enfrentan los usuarios del servicio de energía eléctrica. En el 2013 la CREG expidió las reglas para auditar la aplicación de la normas de calidad del servicio en los SDL. Los resultados de estas auditorías apoyarán la labor de vigilancia y control de la aplicación de esta regulación, que desarrolla la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Metodología de planes de reducción de pérdidas de energía

Durante el 2013 se revisaron los planes de reducción de pérdidas que presentaron los Operadores de Red de acuerdo con la metodología establecida en el 2011.

Dichas revisiones no se pudieron finalizar debido a los lineamientos establecidos por el Gobierno Nacional en el Decreto 1937 de 2013, donde eliminó la distribución de pérdidas de energía entre todos los comercializadores de un mercado y determinó que la CREG establezca acciones para que los operadores de red presenten sus planes de reducción de pérdidas acorde con la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución. Actualmente, se adelantan los estudios para incorporar el esquema de reducción de pérdidas en la nueva metodología de distribución que está en desarrollo.

Revisión del esquema de áreas de distribución de energía eléctrica

Desde el 2008 se estableció el esquema de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD) con el fin de disminuir las diferencias de tarifas de la actividad de distribución entre algunas regiones del país. De esta manera existen cuatro ADD y los usuarios que pertenecen

a cada una de ellas tienen la misma tarifa de distribución de energía independientemente de que existan varios prestadores del servicio con precios distintos. Este esquema permitía algunos comportamientos no deseables como altas variaciones en las tarifas de distribución en algunos meses y distribuciones irregulares de los ingresos de los prestadores del servicio. Para solucionar esto la Comisión modificó el esquema con lo cual se disminuyen las variaciones de las tarifas y se permite la correcta distribución de los ingresos entre los prestadores. Los ajustes funcionan desde diciembre del 2013.

Bases metodológicas

En el segundo trimestre de 2013 la Comisión publicó las bases sobre las cuales se hará el estudio para modificar la metodología de remuneración de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente periodo tarifario. Adicionalmente, se contrató un estudio para analizar las metodologías de remuneración de la actividad en otros países en el cual se presente las ventajas y desventajas de cada una, y la forma como la han enfrentado diez países de Latinoamérica, Europa y Norteamérica.

En 2013 se revisaron los planes de reducción de pérdidas presentados por los Operadores de Red de acuerdo con metodología establecida en 2011.

Actualización de cargos de distribución

Durante el 2013 se actualizaron los cargos de los operadores de red de la costa atlántica, el Valle del Cauca, Antioquia, Tolima y Meta así como el Distrito Capital. Esta actividad es permanente y se desarrolla en la medida en que llega la solicitud de actualización por parte de un operador de red.

Metodología de remuneración del mercado y sistema de energía eléctrica

Con el objetivo de asegurar la prestación

eficiente de estos servicios y su adecuada remuneración, la Comisión actualizó la metodología para aprobar los ingresos del prestador de estos servicios en el período tarifario 2014–2018. La nueva metodología se empezará a aplicar en el año 2014, para lo cual el prestador de los servicios deberá presentar su solicitud tarifaria a la Comisión y ésta deberá hacer el estudio correspondiente y mediante una resolución particular aprobar los ingresos.

Actualización del código de medida

El objetivo de la actualización es definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición; los requerimientos de sus componentes en relación con la certificación de conformidad, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección; y determinar las responsabilidades de los agentes y usuarios involucrados en la medición. En el 2013 se ajustaron algunos aspectos de la propuesta y se trabajó en las respuestas a los comentarios recibidos a la resolución de consulta y en el primer trimestre de 2014, la CREG expide la resolución definitiva con la actualización del código de medida

Modificación del esquema de fronteras embebidas

En el primer trimestre de 2014, la CREG presentó el proyecto de resolución por medio de la cual se modifican los principios y las reglas generales para la clasificación y funcionamiento de fronteras comerciales del mercado mayorista, como fronteras embebidas.

Comercialización de energía eléctrica

Durante el año 2013 la CREG avanzó en la elaboración de la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de

energía eléctrica y en la revisión de las condiciones para participar en el mercado en competencia, mediante la recopilación de información de la actividad correspondiente al año 2012.

En el año 2014 la CREG expedirá las resoluciones definitivas con la metodología para remunerar la actividad de comercialización y las condiciones para participar en el mercado de competencia.

Transacciones internacionales de energía

La Comisión participó en reuniones del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de electricidad (GTOR) y del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de servicios de electricidad (CANREL); ambos pertenecientes a la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Los trabajos adelantados fueron los siguientes:

- Establecimiento del despacho coordinado que sirva de base para cubrir las demandas. Será cumplido por Colombia y Ecuador, y podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de seguridad y emergencia. (Decisión CAN 789)
- Estudio de las causales de emergencia y seguridad que induzcan a re despachos para las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIEs, las cuales se adoptarán mediante Decisión CAN.

En los primeros cinco meses de 2014, la CREG ha participado de las reuniones y ha entregado los comentarios al grupo de trabajo de los organismos reguladores de la CAN.

La Comisión ha participado en las reuniones de los países andinos para estudiar las propuestas de los consultores AF – Mercados EMI, para una armonización regulatoria de los países con miras a la integración energética regional SINEA.

La CREG trabajó en la elaboración de la nueva metodología de remuneración de comercialización de energía eléctrica.



7. TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA - ISA

Con una participación del 70,74% en la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional –STN–, ISA mantiene su liderazgo en el sector eléctrico colombiano, consolidándose como el mayor transportador de energía en el país y el único con cubrimiento nacional, con una red de 10.144 km de circuito de líneas a alto voltaje y 13.040 MVA de capacidad de transformación.

A partir del 1 de enero de 2014 comenzó a operar la empresa INTERCOLOMBIA, nueva filial dedicada al transporte de energía, que representa los activos eléctricos propiedad de

ISA en Colombia y está encargada de su administración, operación y mantenimiento.

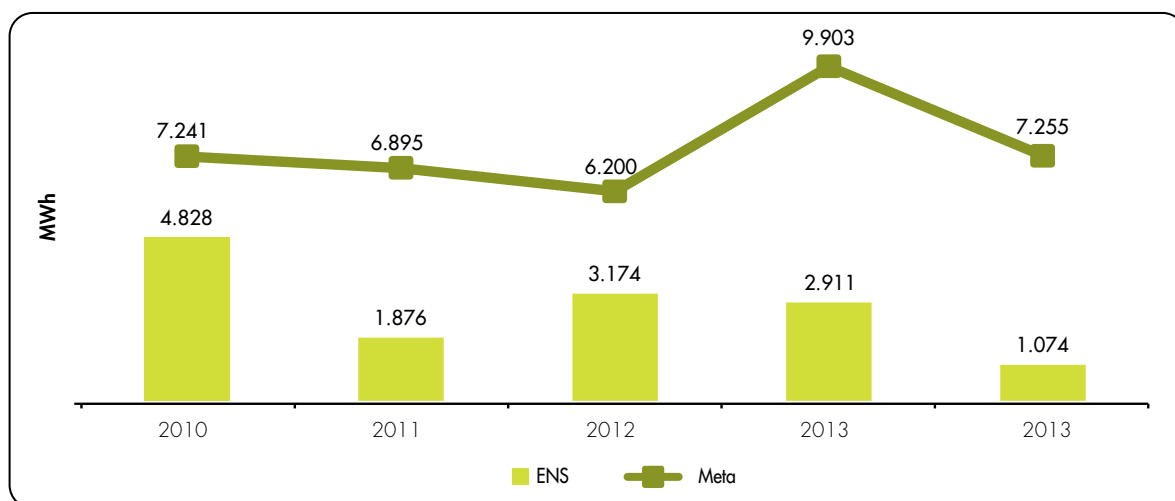
7.1. COMPORTAMIENTO DE LA RED

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA que miden la disponibilidad y continuidad del suministro de energía, cumplieron con las metas establecidas, lo cual muestra la rigurosidad y excelencia con que se ejecutan cada uno de los procesos.

7.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA – ENS

Durante el año 2013 la Energía No Suministrada –ENS– fue sólo el 0,005% de la demanda total del SIN (60.890 GWh), la cual obedeció a causas atribuibles a ISA sin considerar los atentados.

GRÁFICA 2.
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



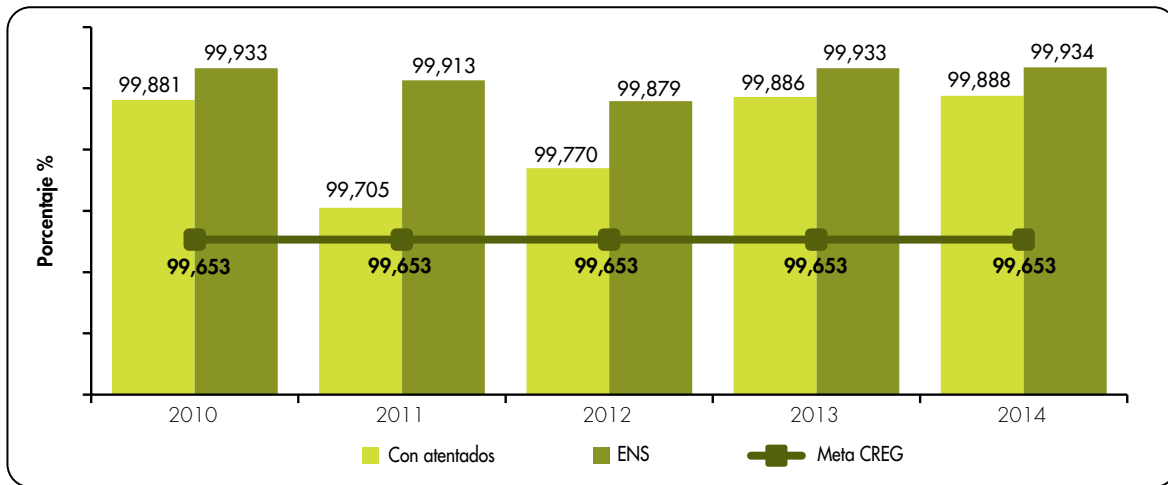
Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

7.3. DISPONIBILIDAD TOTAL

La disponibilidad total promedio de la red de transmisión para todos los activos superó la meta fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, calculada como el promedio de las disponibilidades regulatorias y contractuales aplicables a los activos.

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA muestran la rigurosidad y excelencia de cada uno de los procesos.

GRÁFICA 3 .
DISPONIBILIDAD DE LA RED DE ISA



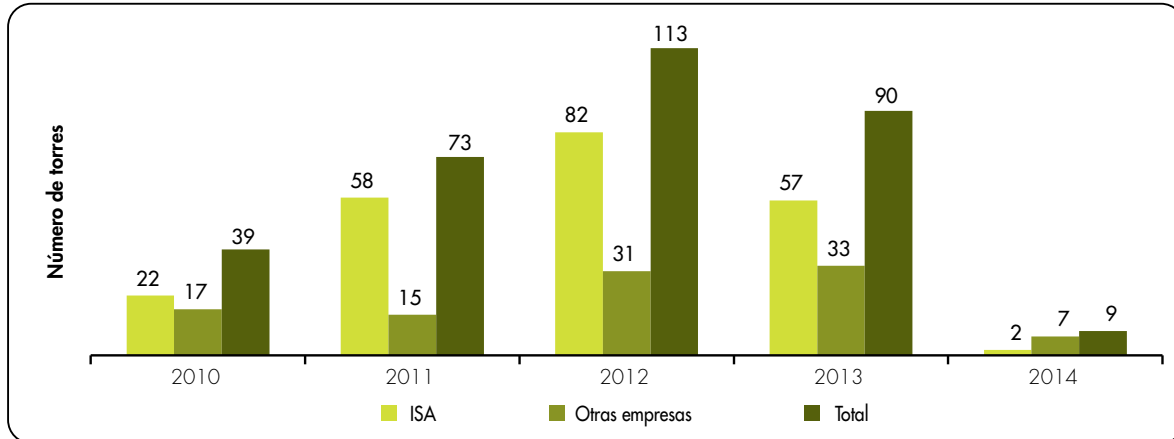
Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

7.4. ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En 2013 fueron derribadas 57 torres de la red de ISA, un valor similar al año 2011. El 75%

de los atentados ocurrieron en los departamentos de Antioquia, Arauca, Cauca y Nariño. Durante el mes de octubre de 2013 se presentó la mayor oleada de ataques a la infraestructura con 28 torres afectadas (ver gráfica 4).

GRÁFICA 4.
TORRES AFECTADAS POR ATENTADOS



Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

Con el apoyo decidido del Gobierno Nacional, la Fuerza Pública y las empresas del sector eléctrico, ISA ejecutó las labores necesarias para garantizar la disponibilidad del servicio. Al cierre de 2013, el 100% de la infraestructura de la Empresa que había sido afectada por atentados estaba recuperada. El valor por reparación de la infraestructura afectada as-

cendió a \$9.710 millones.

7.5. PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el período mayo de 2013 – mayo de 2014, ISA puso en operación comercial los siguientes proyectos:

- Convocatoria UPME 02 de 2010 Termocol: en agosto de 2013 entró en servicio la S/E Termocol a 220 kV y las líneas Termogujira – Termocol y Termocol – Santa Marta (1.6 km de circuito). La obra que aportará mayor confiabilidad al sistema eléctrico y permitirá conectar al STN la central térmica Termocol (202 MW).
- Ampliación subestación Chinú: en noviembre de 2013, ISA incorporó el tercer transformador 500/110 kV (150 MVA) y sus bahías correspondientes, para atender el incremento de la demanda en los departamentos de Sucre y Córdoba.

Así mismo, durante el último año, la Compañía ganó el diseño, construcción y operación de los siguientes proyectos:

- En enero de 2014, ganó la convocatoria pública abierta por la UPME 02 de 2013 – Ampliación subestación Copey. El proyecto comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador de alto voltaje 500/220 kV (450 MVA) que aumentará la confiabilidad del sistema eléctrico en la zona Norte de Colombia.
- Segundo circuito Betania – Mirolindo a 230 kV (206 km): mejorará la disponibilidad de la red en la zona Suroccidental del país.
- Dispositivo STATCOM: diseño, adquisición, construcción, operación y mantenimiento de un compensador síncrono estático (STATCOM) en la subestación Bacatá a 500 kV con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVA.
- Ampliación subestación El Bosque a 220 kV: diseño, adquisición, construcción, pruebas y puesta en servicio de

Durante 2013 y 2014, ISA puso en operación comercial los proyectos Termocol y la ampliación de la subestación Chinú.

una bahía de transformación, que permitirá conectar un segundo transformador 220/66kV para aumentar la confiabilidad en el área de Cartagena.

- Ampliación subestación Reforma a 230 kV: para conectar el tercer transformador 230/115 kV – 150 MVA (propiedad de EMSA) en la subestación.

7.6. PROYECTOS EN DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

En la actualidad la Compañía adelanta la construcción de varios proyectos que adicionarán 395 km de circuito y 2,550 MVA al Sistema de Transmisión Nacional - STN, que representan inversiones por USD 280 millones, entre los cuales se destaca:

- Convocatoria UPME 04 de 2009 – Sogamoso: ISA es responsable de la construcción, montaje, puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento de la Subestación Sogamoso a 230/500 kV (1.050 MVA), la ampliación de la subestación Guatiguará a 230 kV y las líneas de transmisión asociadas a 230 y 500 kV (168 km), para aumentar la confiabilidad en el Noreste del país y permitir la conexión de la central hidroeléctrica de Sogamoso (800 MW) al STN.
- En 2013 culminaron las obras de ampliación de la subestación Guatiguará e inició la construcción y montaje de la subestación Sogamoso y el montaje de las líneas asociadas. La fecha indicada para la puesta en servicio del proyecto era mayo de 2014, sin embargo y debido a demoras en el trámite de los diversos permisos y licencias ambientales no imputables a la Empresa, ésta optó por aplazar la entrada en operación del proyecto para julio de 2014, ampliando la correspondiente garantía, para no incurrir en un incumplimiento.

- Ampliación subestación Cerromatoso: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la conexión del tercer transformador 500/110/34.5 kV (150 MVA) y sus bahías asociadas, para aumentar la confiabilidad en el Norte de Antioquia y Sur de Córdoba.
- Ampliación subestación Chivor: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de una nueva subestación a 115 kV y ampliación de la capacidad de transformación 230/115 kV (150 MVA), con el fin de atender el crecimiento de la demanda en Casanare.
- Ampliación subestación Jamondino: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de un banco de transformadores 230/115/13.8 kV (150 MVA) y las variantes de las líneas San Bernardino 1 y 2, para aumentar la capacidad de carga y la confiabilidad del sistema en el Sur del país.
- Conexión Sogamoso: diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la conexión de la central hidroeléctrica Sogamoso (800 MW) a la nueva subestación Sogamoso a 230 kV (21 km).

En la actualidad, ISA adelanta la construcción de varios proyectos que adicionarán 395 km de circuito y 2.550 MVA al STN.

De otro lado, ISA adelanta la construcción de varios proyectos de infraestructura para sus clientes:

TABLA 24.
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA TERCEROS

Proyectos	Beneficios	Clientes	Entrada en Operación
Subestación Piedecuesta a 115 Kv	Conexión de la subestación Piedecuesta a la línea de transmisión de Bucaramanga - San Gil a 115Kv	ESSA	2014
Línea Popayán - Guapi a 115 Kv y subestaciones asociadas, línea Olaya Herrera - Pizarro / Mosquera a 115 Kv	Con recursos Fazni mejora la prestación del servicio de energía en los departamentos de Cauca y Nariño	Ministerio de Minas y Energía	2014
Variante línea Jamondino (Colombia) - Pomasqui (Ecuador) a 230 Kv	Conecta el aeropuerto de Ipiales al STN, en el departamento de Nariño	Aeronáutica Civil	2015

Fuente: Gerencia Proyectos Infraestructura – ISA

8. GESTIÓN COMERCIAL – ISAGEN

En 2013 entraron en operación comercial la Central Hidroeléctrica Río Amoyá-La Esperanza en Tolima y el Trasvase Manso en Caldas, que aportan un promedio de 614 GWh adicionales a nuestras posibilidades de generación anual.

8.1. PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOGAMOSO

Se adelanta la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso en Santander con 820 MW de capacidad instalada y una generación media anual en 5.056 GWh/año, el cual registra a mayo de 2014 un avance en su ejecución del 96,97% en obras principales y

95,85% en las obras sustitutivas. Se prevé que el proyecto entrará en operación comercial antes de la fecha del compromiso de suministro de energía firme al mercado de energía. Adicionalmente, se incrementará la posibilidad de producción de energía en aproximadamente un 50%, la cual estará al servicio de los colombianos.

8.2. PROYECTOS EN ESTUDIO

Pensando en la protección del medio ambiente, se buscó fortalecer la generación de energía con fuentes renovables, por eso en 2013 avanzamos en estudios y trámites ante la autoridad ambiental para el aprovechamiento de las energías hidroeléctrica, geotérmica y eólica. Además, se adelantaron las investigaciones relacionadas con la gasificación del carbón y la producción de biocombustibles.

Avance en la consolidación de un portafolio de alternativas de inversión para atender oportunamente la demanda energética del país y contribuir a la mitigación del cambio climático. A continuación algunos avances en los proyectos de generación convencional y no convencional, los cuales son proyectos de energía renovable.

Se avanzó en estudios y trámites ante la autoridad ambiental para el aprovechamiento de las energías hidroeléctrica, geotérmica y eólica.

8.3. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

- > Proyecto Hidroeléctrico Cañafisto (937 MW - río Cauca - Antioquia)

Avance en el desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental requerido para la obtención de la Licencia Ambiental.

- > Proyecto Hidroeléctrico Piedra del Sol (153 MW - río Fonce - Santander)

Desarrollo del 100% de los diseños de construcción.

- > Aprovechamiento hidroeléctrico del río Patía (1.650 MW - departamentos de Cauca y Nariño)

Finalización de los estudios de prefactibilidad técnica y económica.

- > Proyecto Hidroeléctrico Andaquí (687 MW - río Caquetá departamentos de Cauca y Putumayo)

Avance en la ejecución de un convenio interinstitucional con el Instituto de Ciencias Naturales de la Universidad Nacional de Colombia para actualizar los estudios de línea base del componente biótico en el área de influencia, según los términos de referencia emitidos por la ANLA para el Estudio de Impacto Ambiental.

- > Proyectos hidroeléctricos en Perú (220 MW)

Se finalizaron los estudios de factibilidad de una pequeña central hidroeléctrica en Perú con capacidad de 20 MW. Así mismo, se adelantaron los estudios para un aprovechamiento hidroeléctrico de tres proyectos en cascada que suman 200 MW.

8.4. PROYECTOS GEOTÉRMICOS

- > Proyecto Macizo Volcánico del Ruiz (50 MW departamentos del Caldas, Risaralda y Tolima)

Se avanza en los estudios complementarios de magnetotélúrica y en la construcción de un modelo geotérmico tridimensional en el área más promisoría ubicada en la zona de estudio y se iniciaron las actividades para la contratación de las perforaciones exploratorias y el proceso

ante la ANLA para la obtención de la Licencia Ambiental.

> **Proyecto Binacional Tufiño - Chile (138 MW - Cerro Negro en la frontera con Ecuador)**

Se continúa con el convenio específico entre CELEC EP e ISAGEN. Se avanza en el proceso de relacionamiento con la etnia de los Pastos, se firmó el contrato para la ejecución de los estudios de geología, geoquímica, hidrogeología y geofísica con una firma consultora especializada.

8.5. PROYECTOS EÓLICOS

> **Parque Eólico (20 MW - departamento de La Guajira)**

Se instaló una nueva torre de medición de vientos, se continuaron las gestiones para la estructuración financiera del Proyecto.

> **Estudio de Potencial Eólico**

Se avanzó en la caracterización del potencial eólico de varias zonas en los departamentos del Atlántico y la Guajira, instalamos una nueva torre de medición de vientos en la zona de la Guajira, continuaron las negociaciones con varias comunidades indígenas de la etnia Wayúu para la instalación de torres de medición de viento en nuevas zonas y se inició el proceso de consulta previa en compañía del Ministerio del Interior y de Corpoguajira en dos de estas comunidades.

9. GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL

Para la operación de las centrales de generación se definen planes de manejo ambiental que son las acciones establecidas por la ley para prevenir, minimizar, controlar y compensar los impactos ambientales ocasionados durante la construcción.

El Sistema de Gestión Ambiental (SGA) está

bajo la norma ISO 14001:2004, el cual fue recertificado en 2013 por el ICONTEC. Este sistema incluye la Política Ambiental y las directrices para que esta gestión contribuya al desarrollo humano sostenible. Coherente con esto, ISAGEN asume compromisos que van más allá de lo obligatorio tanto en las acciones de los planes de manejo ambiental como adelantando iniciativas adicionales que buscan mejorar la calidad de vida de las comunidades donde operamos.

> **Gestión complementaria social**

Con el fin de contribuir al desarrollo social de las comunidades del área de influencia de las centrales y proyectos, se desarrollaron acciones adicionales a las indicadas en los planes de manejo ambiental que trascienden el cumplimiento de la ley. A continuación se enlistan algunas iniciativas de cooperación institucional:

- En el Oriente Antioqueño se apoyó el Programa de validación de la primaria de 390 personas en extra edad de diferentes municipios, en alianza con la Corporación Educativa para el Desarrollo Integral (COREDI).
- En el área de influencia de la central Miel I y de los trasvases Guarinó y Manso en Caldas se participó en la iniciativa planteada por la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), la Gobernación de Caldas y el Comité Departamental de Cafeteros de Caldas para la electrificación rural en ocho municipios.
- En el área de influencia de la central Amoyá-La Esperanza en Tolima se inició en 2013, la formulación participativa del Plan de Desarrollo Local del corregimiento de Las Hermosas. Además, se fortalecieron proyectos productivos en las líneas apícolas, lechera, de aguacate y café en alianza con el SENA y la Cooperativa de Caficultores del Sur del Tolima (CAFISUR).
- Se establecieron convenios para la formación en derechos humanos de las comunidades.



En la gestión ambiental y social de los proyectos, se destaca el Proyecto Sogamoso, el cual cuenta con una Licencia Ambiental, de la cual se desprende el Plan de Manejo Ambien-

tal (PMA) que define las acciones establecidas para prevenir, minimizar, controlar y compensar los impactos ambientales ocasionados durante la construcción de los proyectos de generación.

