

Anexo 1. Desarrollo de Esquemas de Gestión para ZNI

1.1.1 Desarrollo de Esquemas de Gestión para ZNI

Como se indicó en el documento anterior¹, para las ZNI la Ley 1151 de 2007 contempló *“el diseño e implementación de esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica incluyendo la revisión de los esquemas tarifarios y de subsidios que se aplican, la promoción de proyectos piloto de generación de energía eléctrica que estén soportados en la implementación de tecnologías que utilicen fuentes de energía alternativa, la evaluación y diseño de la infraestructura necesaria para el monitoreo de la infraestructura energética de las ZNI y la coordinación del manejo de la información”*.

Mediante documento CONPES 3587 de mayo de 2009, el Gobierno declaró la importancia estratégica de las Áreas de Servicio Exclusivo –ASE– correspondientes a las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; Vaupés y Amazonas como fase I. Por su parte, Mapiripán y La Macarena en Meta, poblaciones de las Costas Atlántica y Pacífica del Chocó fueron incluidas en fase II.

En relación con la inclusión de Guainía como parte de la fase II, la decisión quedó sujeta a la evolución del Memorando de Entendimiento entre los gobiernos de Colombia y Venezuela para el suministro de energía eléctrica de Puerto Inírida (Colombia) a San Fernando de Atabapo (Venezuela) firmado en 2009.

Si bien la meta de Gobierno, en el período 2008-2010, establecida para este fin² no se encuentra como meta del actual Gobierno, consideramos que el lineamiento de la política sigue vigente.

¹ Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2010-2014, preliminar, UPME, diciembre de 2010.

² en el SIGOB corresponde a la implementación de 7 esquemas empresariales.

Resultados

A partir de la adjudicación de las dos ASE correspondientes al Archipiélago de San Andrés³ y Amazonas, no se han desarrollado nuevas concesiones. Al respecto, para ambas concesiones se viene cumpliendo con los cronogramas aprobados y como resultado, se ha aumentado la eficiencia en la generación, se ha mejorado la prestación del servicio de energía y se ha recobrado buena parte de la cartera morosa generada en años anteriores.

A continuación, se presentan los avances para el período 2010-2012 para cada una de las concesiones suministrados por el IPSE⁴.

1.1.1.1 ASE Islas San Andrés

Esta concesión inició su operación el 1 de mayo de 2010, entre el Ministerio de Minas y Energía y Sociedad Productora de Energía –SOPESA- S.A E.S.P. con un plazo de ejecución de 20 años.

En cuanto al Plan de Inversiones, el estado de avance es el siguiente:

Generación a través de la construcción y puesta en servicio de una Planta de Aprovechamiento de Residuos Sólidos Urbanos –RSU- de 1 MW: Esta generación estaba contemplada a realizarse durante los años 2010 y 2011. Actualmente, se encuentra construida en un 100%, está en etapa de pruebas y se espera que el Plan de Manejo Ambiental sea aprobado por la autoridad ambiental. Se realizan trabajos de mantenimiento preventivo, revisiones de cada uno de los componentes y ajustes que se requieran de manera adicional.

Generación eólica con capacidad instalada de 7,5 MW: su meta de implementación estaba contemplada para finalizar en el segundo semestre de 2012. En relación a la oferta eólica, la medición de vientos se realizó durante 13

³ Incluye San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

⁴ Con corte a 31 de diciembre de 2012, suministrado por la Subdirección de Contratos del IPSE en febrero de 2013.

meses a tres alturas diferentes, a saber: 40 m, 60 m y 62 m, con captura de información cada 10 minutos. Los resultados fueron los siguientes: un mes presentó un promedio de velocidad medio alto correspondiente a 7 m/s, cinco meses mostraron valores superiores a 6 m/s, seis meses estuvieron en la franja de los 5 m/s y 2 meses en la franja baja de potencial (3-4 m/s).

Actualmente, el avance del proyecto está en el 35%, el proceso de consulta previa ha sido lento debido a que no ha sido posible llegar a un acuerdo con la comunidad. Las actividades que se encuentran pendientes por realizar son consulta previa, diseño e ingeniería de detalle, definición del proceso de licenciamiento y permisos ambientales.

Generación térmica con combustible fósil: está contemplada para ejecutarse durante el período 2010 a 2014. Las obras que se han realizado en el lapso 2010-2012 son:

- Adquisición, instalación y puesta en funcionamiento de dos unidades de generación Diésel MAN de 14,3 MW cada una
- Ampliación de la subestación de generación de Punta Evans, incluyendo un nuevo módulo de transformación 13,8kV/34,5 kV y sus obras asociadas.
- Estudio de coordinación de protecciones y ajuste de las protecciones de la Central.
- Modernización del sistema de control de generación mediante el reemplazo de las unidades de medida y protección e implementación de un sistema de control coordinado.
- Modernización de las torres de enfriamiento y algunos componentes internos para las unidades y modernización de paquetes de potencia y otros componentes para las unidades EMD.
- Adecuaciones del recibo y almacenamiento de combustible en las plantas de generación, tendiente a cumplir con la normatividad exigida por el MME para la acreditación de Gran Consumidor con Instalación Fija; todas éstas ejecutadas al 100%, antes del plazo estipulado.

Avenida Calle 26 No.69 D – 91 Torre 1, Oficina
901.PBX (57) 1 222 06 01 FAX:221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**



Con la instalación de las plantas MAN, el parque generador pasa de tener una capacidad instalada de 52,7 MW a 81,3 MW. Estas nuevas unidades le dan mayor confiabilidad al sistema, eficiencia en el consumo de combustible, y robustecen el parque generador (pico de potencia demandada 29,7 MW).

Sistema de Distribución: Para llevarse a cabo durante el periodo 2010 al 2030.

En relación con los recursos financieros, por parte del fondo FAZNI, se asignaron 50.000 millones de pesos, de los cuales se han cancelado obligaciones generadas de las Inversiones Obligatorias por valor de \$25.180 millones de pesos. Por otra parte, con recursos propios (del concesionario) se han invertido 80.449 millones de pesos de un total de 157.046 millones de pesos⁵, para un total de 105.629 millones de pesos a diciembre de 2012.

Prestación del servicio de energía

Registro mensual de la energía: En las áreas del ASE se evidencia un aumento en el consumo de energía en un rango entre el 14% y 20% con respecto a diciembre de 2010 (La comparación se hace para el mes de Diciembre, por considerarse un período de máxima carga debido a la temporada vacacional).

En cuanto a la *demanda*, mientras en San Andrés la curva de carga promedio ha oscilado entre 13 MW (en hora valle) y 29 MW (en horas pico), encontrando este comportamiento similar desde 2010, en Providencia muestra un pequeño aumento ya que para 2010 la curva de carga promedio oscilaba entre 0,75 MW (en hora valle) y 1,3MW (en horas pico), para 2012 oscilaba entre 0,85 MW (en hora valle) y 1,65 MW (en horas pico)

Respecto a las *interrupciones* en la prestación del servicio se presenta un comportamiento similar tendiente a la mejora, ya que para el caso de San Andrés hubo una disminución de 8,3 interrupciones promedio (año 2011) a 2,1

⁵ Monto indicado para invertir por parte del concesionario durante todo el plazo de ejecución del contrato.

interrupciones promedio (año 2012) y en Providencia, pasó de 10,8 interrupciones promedio (año 2011) a 4,3 interrupciones promedio (año 2012)

La *continuidad* en la prestación del servicio de energía eléctrica ha variado entre los años 2010-2012 alcanzando su punto más bajo en 99,20% y en diciembre de 2012, 99,83%. El *nivel de pérdidas* en los Niveles I y II ha tendido a mantenerse constante alrededor del 23,9% durante este periodo. La *confiabilidad* del sistema ha mejorado en los últimos meses desde la puesta en servicio de las unidades de Generación MAN, lo cual ha hecho el sistema de generación más robusto, disminuyendo los eventos negativos causados por las unidades de generación antiguas.

En relación a la cobertura y eficiencia en la prestación del servicio, si bien la cobertura desde el inicio de la concesión ha estado en 100%, la eficiencia sí se ha incrementado, dado el mejoramiento que se ha realizado a la infraestructura, tanto en generación como en distribución.

CONCLUSIONES

En términos generales se resume que para el caso del ASE del Archipiélago de San Andrés se evidencia un mejoramiento de la infraestructura de generación y distribución de energía eléctrica, la disminución del nivel de pérdidas en toda la cadena, el aumento de la calidad, continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio.

1.1.1.2 ASE Amazonas

Esta concesión inició su operación en septiembre de 2010, entre el Ministerio de Minas y Energía y la empresa Energía para el Amazonas S.A E.S.P. con un plazo de ejecución de 20 años.

Plan de Inversiones

Durante el período 2010-2012 se realizaron inversiones cercanas a los 30 mil millones de pesos, dentro de la cuales se destaca la adquisición y montaje de la nueva planta de generación de 6.970 kW para Leticia, la adquisición y montaje

Avenida Calle 26 No.69 D – 91 Torre 1, Oficina
901.PBX (57) 1 222 06 01 FAX:221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



del sistema de motobombas para descargar desde barcaza combustibles, la adquisición de nuevas plantas de generación y remodelación de redes en varias localidades, entre ellas Puerto Nariño Cabecera, la reconfiguración y remodelación de clientes y protecciones-aislamiento de líneas y la extensión y remodelación de redes en Leticia y su zona rural.

Prestación del servicio de energía

Cobertura

Mientras que al inicio de operación de la concesión, de las 40 localidades menores concesionadas 16 no contaban con servicio de energía eléctrica, a diciembre de 2012 solo existe una (1) localidad (Pacoa) sin servicio de energía, debido a la dificultad en los medios de transporte y de orden público para la instalación de la unidad de generación (se encuentra la unidad en la Central Diesel de Leticia)

Continuidad

En cuanto al incremento en las horas de prestación del servicio en las localidades que hacen parte de esta concesión, se evidencia un aumento en promedio de 4 horas para aquellas poblaciones que no contaban con el servicio de energía (en total 7) y 2 horas de aumento para las localidades que tenían disponibilidad del servicio en el rango de 4 a 8 horas diarias (en total 8)

Por otro lado, se aumentó de 12 horas en promedio a 24 horas de servicio diarias en la cabecera municipal de Puerto Nariño.

Niveles de prestación del servicio de energía e indicadores de gestión

En cuanto al nivel de pérdidas acumulado anual, éste ha disminuido, pasando de 20,22% al inicio de operación a 15,77% en octubre de 2012. De forma similar, tanto la duración de las interrupciones como la frecuencia de las mismas se redujeron sustancialmente al año 2012, fecha en la cual se finalizaron las obras de inversión.

Avenida Calle 26 No.69 D – 91 Torre 1, Oficina
901.PBX (57) 1 222 06 01 FAX:221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**



Programas de extensión de redes

Hubo una remodelación de redes en 22 localidades entre tipo II, III y IV, así como la instalación de macromedición y micromedición en los niveles de tensión II y I.

1.1.1.3 Propuesta de esquema empresarial

Por otro lado, en busca de nuevos esquemas empresariales que permitan aprovechar las fuentes disponibles de las zonas, utilicen mecanismos reconocidos por la normatividad y regulación energética actual y disminuyan los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica con generación térmica diesel, la UPME realizó en el año 2012 un estudio denominado **“Propuesta para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica para Centros Poblados Aislados, con Participación de Generadores Independientes y Operadores de Red”**⁶, el cual concluye que es posible plantear el esquema en el cual uno o varios generadores particulares suministren la energía y un operador de red se encargue de la distribución y la comercialización en poblaciones cercanas a las áreas del OR en mención y que no se encuentran actualmente interconectadas.

Para que esta alternativa sea viable, se requiere del concurso de todos los actores involucrados (Generador independiente, Operador de Red, ente territorial, Comunidad, CREG, Gobierno Nacional), el establecimiento claro de los beneficios de cada uno, la disponibilidad de recursos financieros a través de fondos de financiación definidos para este fin y desarrollos regulatorios necesarios para establecer las reglas del juego.

Si las condiciones expuestas anteriormente se dan, sería posible obtener ventajas⁷, tales como:

- Hacer más eficiente la prestación del servicio en localidades apartadas y obtener energía al menor costo posible.

⁶ Realizado por el consultor Germán Corredor, Bogotá, diciembre 2012.

⁷ Documento anterior, UPME, Bogotá, diciembre 2012, página 23.

- Garantizar la calidad del servicio involucrando empresas (OR) con experiencia en la distribución y comercialización de energía.
- Capturar economías de alcance en los procesos de distribución y comercialización de energía que beneficien al usuario.
- Reducir el monto de los subsidios que hoy otorga el Estado al combustible y a la generación diésel.
- Utilizar fuentes de generación más limpias que el diésel.
- Liberar combustible diésel para ser usado en sectores de mayor productividad.
- Impulsar el desarrollo de tecnologías de generación no convencional que a esta escala pueden resultar competitivas.
- Viabilizar las inversiones en generación a través del mecanismo de compra de energía a largo plazo.
- Aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica.
- Recibir una remuneración adecuada, tanto el generador como Operador de Red.
- Obtener tarifas razonables para los usuarios de las ZNI.

Por ello, durante el mes de marzo de 2013 la UPME presentó esta propuesta a las partes interesadas con el fin de analizarla y si es el caso, implementarla en el corto plazo con proyectos energéticos y productivos ya identificados.

Seguramente, esta propuesta junto con otros esquemas de gestión que se planteen en el corto y mediano plazo y que logren implementarse, contribuirán a la sostenibilidad de los proyectos integrales⁸, disminuirán los costos de prestación del servicio y acortarán aún más las brechas que hoy en día impiden garantizar una prestación del servicio de energía eléctrica en condiciones de calidad, continuidad y confiabilidad para las comunidades pertenecientes a las ZNI.

⁸ Se considera la unión de un proyecto energético y un proyecto productivo.