

PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA 2006 - 2010



Liberal y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

TABLA DE CONTENIDO

1	DEFINICIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD Y DEL ÍNDICE PARA MEDIRLA	10
1.1	Otras Definiciones	11
1.2	Antecedentes del uso de la energía eléctrica	14
2	DESARROLLO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS HASTA 1991	16
3	RESPONSABILIDADES ACTUALES DEL ESTADO.....	18
3.1	Papel de las empresas	18
3.2	La planeación y ejecución de los proyectos.....	19
3.3	Fuentes de financiamiento y subsidios.....	19
4	PROBLEMÁTICA DE LA AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA.....	21
4.1	Aspectos Geográficos y Poblacionales.....	21
4.1.1	La Amazonía.....	22
4.1.2	La Región Andina	23
4.1.3	La Región del Caribe	23
4.1.4	La Región Insular.....	23
4.1.5	La Orinoquía	24
4.1.6	La Región del Pacífico	24
4.2	División Político Administrativa de Colombia	24
4.3	Caracterización Geográfica desde el punto de vista de electricidad	27
4.4	Aspectos Socioeconómicos	28
5	MARCO NORMATIVO, REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	30
6	RECURSOS PARA LA FINANCIACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.....	34
6.1	Fondo Nacional de Regalías – FNR.....	34
6.2	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI.....	34

6.3	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER	35
6.4	Programa de Normalización de Redes - PRONE	38
7	METODOLOGÍA GENERAL	40
7.1	Cálculo de Cobertura.....	40
	Alternativas para la prestación del servicio de electricidad	47
7.2	Selección de alternativa: Interconexión a la red del SIN o generación localizada.....	49
7.3	Costos para el Análisis comparativo y elección de la mejor alternativa.....	49
7.3.1	Solución con Interconexión a la red del SIN	51
7.3.1.1	Las unidades constructivas que tienen aplicación en el plan	52
7.3.1.2	Costos de líneas de nivel de tensión 2	52
7.3.1.3	Costos de transformadores de conexión al STN y de STR y/o SDL.....	54
7.3.1.4	Costos AOM.....	54
7.3.1.5	Costos de Redes Nivel tensión 1	54
7.3.1.6	Costos de G+T+D3+D4.....	55
7.3.1.7	Resumen Costos Comparativos para Interconexión al SIN.....	55
7.3.2	Solución con Generación Local	56
7.3.2.1	Costos de Inversión y AOM para plantas Diesel.....	56
7.3.2.2	Costos de Administración y Mantenimiento excepto combustibles y lubricantes	57
7.3.2.3	Costos de Combustible y lubricante.....	59
7.4	Costos para valorar el Plan.....	61
7.4.1	Solución con Interconexión a la red del SIN	61
7.4.2	Solución con Generación Local	61
7.5	Asignación de Recursos y Aumento de cobertura.....	63
7.5.1	Inversión del Sector Privado	63
7.5.2	Inversión del Sector Público	63
7.5.3	Criterios para la distribución de los recursos públicos	64
7.5.4	Aumento de Cobertura.....	65
8	ANÁLISIS Y MODELAMIENTO SIG.....	66
9	RESULTADOS DEL PLAN PARA EL DEPARTAMENTO DE NARIÑO.....	71
9.1	División Política – Administrativa de Nariño.....	71
9.2	Infraestructura Eléctrica en Nariño.....	72
9.2.1	Cobertura Eléctrica en Nariño y Recursos Necesarios.....	73
9.2.2	Cobertura eléctrica en el SIN	74
9.2.3	Cobertura eléctrica en la ZNI	74
9.2.4	Resumen resultados de Nariño	78

9.3	Potencial Energético de recursos renovables en Nariño	78
9.3.1	Potencial Solar.....	79
9.3.2	Potencial Eólico	80
9.3.3	Biomasa	82
9.3.4	Impacto tarifario en Nariño (zona de prestación de servicio de Cedenar).....	82
10	RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL NACIONAL	84
10.1	Cobertura Eléctrica del SIN.....	86
10.2	Cobertura Eléctrica de la ZNI.....	91
10.3	Centros poblados interconectables y no interconectables	96
10.4	Impacto Tarifario de la expansión.....	97
11	RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL DEPARTAMENTAL.....	98
12	CONCLUSIONES, ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES.....	99
12.1	Problemática para los análisis y planeamiento de la expansión de la cobertura	99
12.2	Problemática para la ejecución de la expansión de la cobertura	100
12.3	Recomendaciones en cuanto a la Información para la Elaboración y Actualización de los Planes de Cobertura del Servicio de electricidad.....	101
12.4	Otras Recomendaciones.....	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Cobertura Rural y Urbana – Grupo Icel.....	17
Figura 2 Regiones Naturales.....	22
Figura 3 División Político Administrativa de Colombia	25
Figura 4 Distribución de la Población Urbana y Rural	28
Figura 5 Asignación de Recursos FAZNI – Acumulado a 2006	35
Figura 6 Asignación de Recursos FAZNI – Acumulado 2006	36
Figura 7 Asignación de Recursos FAER – Acumulado a 2006	37
Figura 8 Asignación de Recursos FAER – Acumulado 2006	38
Figura 9 Diagrama de flujo de la Metodología General para el PIEC.....	41
Figura 10 Cobertura del SIN por municipios - 2005	44
Figura 11 Cobertura de la ZNI por municipios -2005.....	45
Figura 12 % del Municipio que hacer parte de la ZNI.....	46
Figura 13 Flujo de datos en el modelo SIG	68
Figura 14 Resultado del Modelo SIG en centros poblados del municipio de Barbacoas-Nariño.....	69
Figura 15 División política – administrativa de Nariño (actualizar)	72
Figura 16 Infraestructura eléctrica en Nariño	73
Figura 17 Municipios de Nariño que presentan déficit de cobertura superior al 30%	74
Figura 18 Cobertura del SIN 2005.....	75
Figura 19 Cobertura del SIN al 2010, alcanzable con recursos públicos	75
Figura 20 Cobertura ZNI 2005.....	76
Figura 21 Cobertura ZNI 2010, alcanzable con recursos públicos.....	76
Figura 22 Inversión Pública en el SIN (Millones\$).....	77
Figura 23 Inversión Pública en la ZNI (Millones\$).....	77
Figura 24 Radiación Solar Global – Promedio Multianual kWh/m ²	79
Figura 25 Densidad de energía Eólica a 20 m de altura – Promedio Multianual W/m ²	81
Figura 26 Densidad de energía Eólica a 50 m de altura – Promedio Multianual W/m ²	81
Figura 27 División política – administrativa	84
Figura 28 Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas –NBI – 2005.....	85
Figura 29 Subestaciones de 34.5/13.2 y Plantas Diesel Existentes.....	86
Figura 30 Cobertura departamental del SIN 2005.....	87
Figura 31 Inversión Pública en el SIN (Presupuesto Faer en Millones \$)	88
Figura 32 Cobertura departamental del SIN 2010, alcanzable con recursos públicos.....	89
Figura 33 Cobertura departamental de ZNI 2005.....	92
Figura 34 Inversión Pública en la ZNI (Presupuesto Fazni en Millones \$)	93
Figura 35 Cobertura departamental de ZNI 2010, alcanzable con recursos públicos.....	94
Figura 36 Resultado por centro poblado, interconectable y no interconectable.....	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Datos Básicos por departamento	26
Tabla 2	Metas del Plan de Desarrollo para el tema de cobertura	31
Tabla 3	Metas de cobertura 2010 y 2019.....	33
Tabla 4	Cobertura departamental del SIN, ZNI y Total - 2005	43
Tabla 5	Consumo y demanda por usuario	50
Tabla 6	Índice de precios al productor –IPP	50
Tabla 7	Sobrecostos \$/km según la pendiente del terreno	53
Tabla 8	Sobrecostos \$/km según la existencia de ríos según el caudal	53
Tabla 9	Sobrecostos \$/km según la cercanía a las vías.....	53
Tabla 10	Unidad constructiva: Transformador	54
Tabla 11	Costos reconocidos por la Res. CREG 082/2002 para redes rurales.....	55
Tabla 12	Resumen costos comparativos para interconexión al SIN.....	55
Tabla 13	Costos de Inversión y Mantenimiento \$/kWh de dic/2004, Res. 033/2004	57
Tabla 14	Datos de plantas Diesel para comparación.....	58
Tabla 15	Costo de combustible a nivel mayorista en \$/galón.....	59
Tabla 16	Tarifas de transporte de combustible por poliductos en \$/galón.....	60
Tabla 17	Costo promedio de Combustible y Lubricante en Sitio en \$ por galón	60
Tabla 18	Resumen Costos para valorar la alternativa de Interconexión a la red	61
Tabla 19	Datos de plantas Diesel para valoración	62
Tabla 20	Recursos disponibles en los fondos - Millones \$.....	64
Tabla 21	Variables para el índice de distribución de recursos públicos.....	64
Tabla 22	Resumen cobertura y recursos necesarios para Nariño	78
Tabla 23	Cultivos energéticos departamento de Nariño, con potencial de energía primaria >700 GWh/año	83
Tabla 24	Resumen de la cobertura del SIN 2005 y alcanzable al 2010 con recursos públicos y privados.....	90
Tabla 25	Resumen de la cobertura de la ZNI 2005 y alcanzable al 2010 con recursos públicos y privados.....	95
Tabla 26	Impacto tarifario de la expansión	97

INTRODUCCIÓN

Objetivos y Alcance del Documento

En cumplimiento de la delegación de la elaboración del Plan de Expansión de Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica que el Ministerio de Minas y Energía le dio a la UPME, actividad ratificada en el CONPES 3453 de 2006, en el Decreto 388 del 2007 y en el actual Plan de Desarrollo, se presenta este documento cuyo propósito es suministrar una herramienta que permite conocer la situación actual de la cobertura de electricidad a través de la visualización de la infraestructura existente y de los centros poblados que cuentan con prestación de este servicio, y definir la mejor alternativa de atención de este servicio para aquellos centros que no cuentan con él, estimando el costo de inversión requerido. De esta forma como resultado del plan se contara con el costo total de la infraestructura necesaria para prestar el servicio a toda la población colombiana (Inversión).

Dadas las restricciones existentes de recursos para cumplir con la meta del 100% de cobertura, el plan prioriza las localidades a las cuales se les debe asignar recursos en el periodo, teniendo en cuenta el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) y su cercanía a las subestaciones de 34.5/13.2 kV. Así se obtiene la proyección de cobertura departamental y nacional al final del periodo y los recursos estatales priorizados y asignados a cada departamento. Adicionalmente, el plan establece con las actuales condiciones regulatorias (específicamente la Resolución 082 de 2002), las regiones que podrán interconectarse al SIN y aquellas que en el período del plan deberán continuar siendo no interconectadas. Esto significa que se asignaran recursos del Estado para mantener la actual prestación del servicio con las condiciones vigentes en cuanto a número de horas y en algunos centros poblados mejorando las condiciones de prestación pasando a 24 horas (interconexión al SIN) y para aumentar la prestación del servicio a nuevos centros poblados con generación aislada.

De esta forma, creemos que el plan permitirá direccionar los escasos recursos con que cuenta el Estado para cumplir su objetivo de disminuir la brecha en materia de acceso a la electricidad y así mejorar la calidad de vida de los habitantes del país.

Se resalta que es la primera vez que la UPME realiza un ejercicio de planeamiento del sistema de distribución soportado en Sistemas de Información Geográficos, a partir de información secundaria y que ha sido recolectada por otras entidades del Estado tales como la CREG, SSPD, DANE e IGAC. Por ello, los resultados que se han obtenido y que se presentan en el documento se consideran preliminares, susceptibles de correcciones y que pueden ser mejorados anualmente, a través del trabajo en equipo con las empresas prestadoras del servicio y las demás entidades.

Es importante dejar expuesto los problemas de información que se encontraron en la elaboración del presente documento, por mala calidad de la misma o por

inexistencia de ella. Creemos que para lograr un buen planeamiento se requiere de información de buena calidad y oportunidad y el compromiso de las diferentes entidades para su logro. Con esta consideración, la UPME debe realizar un gran esfuerzo en la búsqueda de esta información con las características que la requiere para alcanzar su objetivo. Del mismo modo y cuando los cambios regulatorios así lo ameriten, el plan de cobertura se adaptará a dichos eventos de la manera más adecuada mediante la modificación y actualización de los modelos.

Con miras a que el documento sea lo más completo y accesible a los lectores no especializados, se ha considerado conveniente incluir definiciones, supuestos, antecedentes y metodologías empleadas en el plan.

En consecuencia, en el primer capítulo se presentan las definiciones básicas, los antecedentes del servicio de energía eléctrica y la problemática del aumento de cobertura; y en los capítulos subsiguientes el marco jurídico e institucional, las características geográficas en cuanto ellas influyen en la cobertura de electricidad, los resultados de los índices de cobertura actual en el país, las formas de satisfacción de la demanda y sus costos, la cuantificación de los recursos financieros existentes y proyectados, la estimación de los costos para cobertura total, la proyección de la ampliación de la cobertura en el período acorde con los recursos disponibles y como conclusión las recomendaciones sobre estrategias para tender a la nivelación de la cobertura lo más rápidamente posible.

1 DEFINICIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD Y DEL ÍNDICE PARA MEDIRLA

Con miras a una adecuada definición de cobertura de electricidad se hace necesario exponer los siguientes cuestionamientos sobre el tema:

- El servicio de energía eléctrica en el país y en general en el mundo está concebido como una conexión a una edificación desde una red eléctrica, ya que la generación con plantas individuales o el suministro de pilas o baterías no se consideran servicio de electricidad.
- Existen argumentos para considerar que una vivienda que está a una distancia de unas pocas decenas de metros de la red pero no está conectada, no está cubierta. También existen argumentos en sentido contrario.
- Aún cuando podría medirse la cobertura de electricidad en función de extensiones de terreno, las grandes diferencias de densidad habitacional e inclusive la existencia de áreas totalmente deshabitadas muestran que referir la cobertura a cantidad de viviendas o habitantes da lugar a una medida más razonable.
- Si el derecho a disfrutar del servicio de electricidad se considera individual, la medición de cobertura debería referirse a población más que a cantidad de viviendas. No obstante que referir la cobertura a número de habitantes arrojaría teóricamente diferencias con la medición referida a número de viviendas, para el caso real en que la dispersión del número de habitantes por vivienda no es grande, los resultados son prácticamente iguales.
- Cuando los datos disponibles son basados en Censos generales es fácil determinar la cobertura con base en población con y sin servicio, mientras que cuando la información proviene de usuarios reportados por las entidades prestadoras del servicio es viable trabajar con viviendas bajo el supuesto no exacto de que vivienda con servicio equivale a un usuario. El artificio de usar promedios de habitantes por vivienda para convertir habitantes sin y con servicio a viviendas o usuarios o viceversa, no mejora la precisión del dato básico y por el contrario puede introducir errores adicionales si el promedio usado no corresponde a la zona exacta bajo análisis.
- Aunque se podrían considerar para los cálculos de cobertura los usuarios de los diferentes sectores de consumo, se realiza solo para los usuarios residenciales, ya que los comerciales y sin duda alguna los industriales, no asociados en una localidad a consumidores residenciales, seguramente disponen de energía eléctrica previa al inicio de sus actividades soportada en el desarrollo de su “negocio”.

- Si bien en forma estricta debiera hacerse distinción en la cobertura entre localidades que tienen servicio pleno y con condiciones de calidad, confiabilidad y continuidad altas y aquellas que solo lo tienen unas horas del día, con variaciones importantes de voltaje frecuencia y con frecuentes y duraderas interrupciones, en este estudio no se ha encontrado factible ni conveniente hacer tal distinción ya que por un lado no existe información organizada al respecto y por el otro, a pesar de que los criterios legales y regulatorios relativos a estas condiciones son generales, no resulta práctico ni económico exigir para las líneas radiales de extremos del SIN ni para las plantas locales su cumplimiento. Adicionalmente se considera que al no disponer de recursos suficientes para lograr cobertura total, es preferible dotar del servicio de electricidad a los que no lo tienen, dejando para etapas posteriores los ajustes de confiabilidad, calidad y continuidad.

Teniendo en cuenta lo anterior y el hecho de que el uso tradicional en el país ha sido definir el Índice de Cobertura como el cociente entre la población con servicio y la población a servir como puede verse en documentos relativamente antiguos¹ y recientes² se ha establecido como medida de la cobertura el siguiente índice:

Índice de Cobertura: Cantidad de Usuarios Residenciales con Servicio Parcial o Pleno dividida por la Cantidad de Viviendas Totales, puede ser Nacional, regional, departamental, municipal, por centro poblado, urbano o rural. En el caso de disponer de información de habitantes con servicio la definición podría cambiarse a habitantes con servicio divididos por habitantes totales, con resultados muy similares.

En el caso colombiano y en otros similares donde los porcentajes de cobertura para la mayoría de las localidades y regiones son altos (más de 80%) podría ser más significativo utilizar el índice complementario de carencia o falta de cobertura. En este documento por consistencia con estudios anteriores se ha preferido mantener el índice de cobertura a sabiendas que el índice de carencia de cobertura es el complemento del primero o sea uno menos el índice de cobertura en por unidad o cien menos el índice de cobertura en porcentaje.

1.1 Otras Definiciones

Para que lo tratado en el presente documento sea entendido en forma precisa por los potenciales lectores, nacionales o extranjeros y con diferentes puntos de vista, se incluye a continuación el significado específico que se ha asignado a los términos o expresiones usados aquí siempre que aparezcan con mayúsculas, bien sea en singular o plural.

¹ Cobertura del Servicio Eléctrico Empresas Grupo ICEL, Oficina de Planeación, Estadística, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, Abril 1.988.

² Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica, UPME, Marzo de 2003.

Áreas Rurales: Toda el área excepto la cabecera municipal, corresponde al “resto” según el DANE e incluyen los Centros Poblados.

Áreas Urbanas: Cabecera municipal, se considera que debe tener del orden de 5000 habitantes o más ya que para ser municipio debe tener más de 7000 habitantes.

Cabecera Municipal: es el área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por Acuerdos del Consejo Municipal

Centro Poblado: son los caseríos, inspecciones de policía y corregimientos pertenecientes al área rural del municipio y que están conformados por 20 o más viviendas, contiguas o adosadas entre sí.

Centro Poblado del SIN: Centro Poblado que cuenta con servicio de energía conectado al SIN.

Conexión Internacional: Es la alimentación eléctrica basada en fuentes de energía eléctrica instaladas en un país diferente a Colombia.

Corregimiento: Es una división del área rural del municipio, el cual incluye un núcleo de población.

Corregimiento Departamental: Es una división del departamento, el cual incluye un núcleo de población que no forman parte de un municipio.

Distrito Capital: Entidad territorial que corresponde a la ciudad de Bogotá, no obstante no incluir subdivisiones políticas del tipo municipio, por su extensión territorial y por la magnitud de su población se trata como departamento en este documento. A pesar de ser capital del departamento de Cundinamarca, no se trata como parte del departamento.

Distritos Especiales: Entidades territoriales que corresponden a las ciudades de Barranquilla, Cartagena y Santa Marta. Se tratan en este documento como municipios de los departamentos de que son capitales.

Electrificación: Conjunto de medios que permite distribuir la energía directamente a los usuarios, mediante la conexión física al Sistema Interconectado Nacional o a un sistema local aislado del SIN o a una conexión internacional.

Hogar: Es una persona o grupo de personas que ocupan la totalidad o parte de una vivienda y que se han asociado para compartir la comida y la dormida o solo la dormida. Pueden ser familiares o no entre si. Los empleados del servicio doméstico y sus familiares forman parte del hogar siempre y cuando duerman en la misma vivienda. En la vivienda se puede encontrar inquilinos o huéspedes: el inquilino es la persona que tiene en arriendo uno o varios cuartos de la vivienda y hace sus comidas por aparte, razón por la cual se debe considerar como hogar independiente. Los llamados huéspedes y pensionistas hacen parte del hogar

Municipio: Que tenga identidad atendidas sus características naturales, sociales, económicas y culturales, tenga más de 7000 habitantes, que tenga ingresos ordinarios anuales equivalentes a 500 salarios mínimos legales vigentes (sin incluir la participación en los ingresos corrientes de la nación)

Municipio que pertenece al SIN: El municipio en que como mínimo su cabecera municipal pertenece al SIN

OR – Operador de Red: Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG.

Recursos Financieros o Recursos (cuando el contexto sea claro): Los dineros provenientes de los fondos, subsidios, impuestos, destinaciones específicas u obligaciones de las entidades prestadoras del servicio aplicables a electrificación.

Servicio parcial o restringido: El que corresponde a una conexión eléctrica a un sistema público cuyo servicio solo es prestado unas horas por día o no posee las condiciones de calidad y confiabilidad establecidas para el SIN. Es de hacer notar que no todos los sitios alimentados por el SIN poseen tales condiciones ya que en las colas (radiales) de tal sistema no es posible cumplir tales requerimientos.

Servicio pleno: El que corresponde a una conexión eléctrica a un sistema público, que presta servicio las 24 horas al día, con las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad definidas en la regulación. Se incluyen las conexiones internacionales.

SIN: Sistema Interconectado Nacional: está compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Sistema Público para Servicio de Energía Eléctrica: Es el que presta el servicio de electricidad, está debidamente autorizado para prestarlo y permite la conexión de cualquier usuario.

Vivienda: Es un lugar estructuralmente separado e independiente, ocupado o destinado a ser ocupado por una familia o grupo de personas que viven juntos, o por una persona que vive sola. La unidad de vivienda puede ser una casa, apartamento, cuarto, grupo de cuartos, choza, cueva, o cualquier refugio ocupado o disponible para ser utilizado como lugar de alojamiento y se caracteriza por:

- Estar separado de otras viviendas, por paredes del piso al techo y cubiertas por un techo

- Tener acceso a la calle, por un pasaje o escalera sin pasar por áreas de uso exclusivo de otras viviendas
- Tener uso exclusivo sobre: sala comedor, lavadero, patio de ropas, cocina y baño.

Vivienda con Servicio: Es toda vivienda que tiene una acometida conectada a la red pública de energía eléctrica, sea ésta alimentada por el SIN o por plantas de generación local. No incluye viviendas con planta propia.

Usuario: Cada conexión al sistema público para servicio de Energía Eléctrica.

Usuario Residencial: Cada conexión residencial (Estratos 1 al 6) al sistema público para servicio de Energía Eléctrica.

Usuario Subnormal: Es el residente en un asentamiento humano ubicado en las cabeceras de los municipios o distritos servidos a través del SIN que reúne las siguientes características: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red y (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de acuerdo con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003

Zonas Interconectadas: Las conformadas por centros poblados con servicio de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional SIN.

Zonas No Interconectadas: Los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional SIN.

Zonas No Interconectables: Los centros poblados cuya distancia al punto más cercano del SIN implica un costo más alto que el de otra alternativa para el servicio de electricidad.

1.2 Antecedentes del uso de la energía eléctrica

En el pasado remoto, las necesidades energéticas de la población resultaban satisfechas mediante el empleo de aceites y grasas principalmente vegetales o animales (aceites y velas para iluminación), madera (leña o carbón vegetal) carbón mineral, tracción animal y el propio esfuerzo humano. A medida que han avanzado los tiempos se han ido creando necesidades energéticas domésticas que no pueden ser suplidas, prácticamente, mediante las anteriores energías o fuentes energéticas y por otro lado, el uso intensivo y no controlado de energéticos como la madera ha resultado altamente perjudicial desde el punto de vista ecológico.

Es así como hoy día las necesidades para enfriamiento, entretenimiento y comunicaciones que antes no existían hacen prácticamente necesario disponer de energía eléctrica. Igualmente, el aumento de los costos económicos o ambientales para energéticos de origen animal o vegetal los hace prohibitivos en muchas circunstancias y el empleo de baterías resulta costoso, si se considera la televisión y no simplemente el radio como entretenimiento.

La carencia de energía eléctrica es cada vez más difícil de sobrellevar, habiéndose convertido el servicio correspondiente en un servicio público esencial, cuya prestación debe ser asegurada por el estado.

2 DESARROLLO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS HASTA 1991

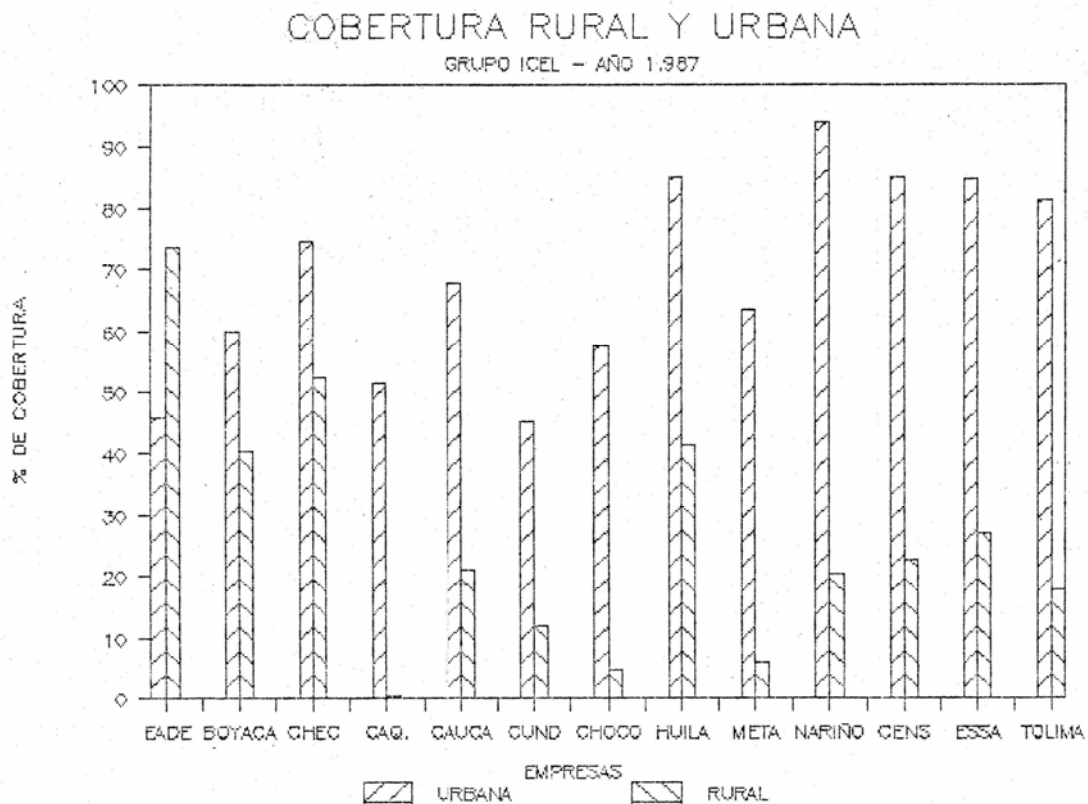
A partir de los comienzos del siglo pasado se desarrollaron empresas que se encargaron de la prestación del servicio de energía eléctrica en zonas urbanas correspondientes a las principales capitales departamentales de ese entonces. Posteriormente hacia mitad de dicho siglo se procedió a la “nacionalización” del servicio de energía eléctrica, algunas de las ciudades más importantes organizaron empresas estatales de nivel municipal que se encargaron del servicio de energía eléctrica en la ciudad correspondiente y en algunas localidades y hasta municipios vecinos; para el resto en forma general se conformaron empresas del orden nacional pero con jurisdicción departamental que se denominaron “electrificadoras” y que asumieron el servicio de energía eléctrica en los departamentos de la época, algunas veces extendiéndolo a áreas vecinas relativamente pobladas. Así el cubrimiento de energía eléctrica, inicialmente no considerado importante, adquirió una dinámica de crecimiento bastante importante, pero con gran énfasis en la parte más densamente poblada del país o sea la zona andina y las ciudades más importantes de las costas atlántica y pacífica.

La década de 1970 a 1980, resulta el periodo de mayor crecimiento de la energía eléctrica en el país, dirigido principalmente a la mejora de la calidad del servicio; a la optimización de las centrales de generación utilizando mayores centrales, muchas de ellas hidroeléctricas; a la interconexión de sistemas hasta ese momento prácticamente aislados; pero sin un énfasis específico en el aumento de cobertura, aunque si se desarrollan o nacen proyectos que tienden a tal aumento tales como el Plan Nacional de Electrificación Rural, el plan ICEL-BID y el Plan de Electrificación Rural de la Costa Atlántica.

A partir de la “nacionalización” del servicio de energía eléctrica, las empresas estatales (de los distintos ordenes, municipal y nacional principalmente) subsidian directa o indirectamente (bajas tarifas, condonación de deudas no cobro del servicio) el servicio de energía eléctrica y a su vez son subsidiadas (el Estado se encarga de las financiaciones de muchos proyectos de generación y de la adquisición de suministros para la ejecución de líneas de transmisión, de redes de distribución y pago de deudas a las empresas de generación). Esto conlleva a un fácil desarrollo de la prestación del servicio, con ampliación de las áreas donde se presta, se reciben aportes de otros sectores tal como el cafetero (Federación Nacional de Cafeteros) y en algunos casos de las mismas gobernaciones y municipios, pero sobretodo del presupuesto nacional con el consecuente deterioro de las finanzas de públicas. Las empresas por su carácter estatal y con la idea paternalista del estado vigente en tales épocas, expanden el servicio en forma desordenada y muchas con criterio politiquero de obtención de votos sin consultar la capacidad de pago de los usuarios y muchas veces subsidiando a usuarios que no lo requerirían.

Como consecuencia de lo anterior, la cobertura de electricidad creció de una forma muy importante alcanzando para finales de la década posterior a 1980 valores altos (mayores a 80%) en las ciudades más grandes y magnitudes importantes (cercanas a 40%) aún en áreas rurales de varios departamentos. Para ilustrar esta situación se presenta en la Figura No. 1 el gráfico de Cobertura Rural y Urbana para 1987, presentado en un informe del ICEL de 1988.³

Figura 1 Cobertura Rural y Urbana – Grupo Icel



Este crecimiento de la cobertura, llevado a cabo por empresas estatales se soporto en subsidios, no siempre claros, pero si de gran magnitud y sin consultar la sostenibilidad del sistema, trayendo como consecuencia la necesidad de una reforma que luego de varias décadas de monopolio estatal, cambió el sector de los servicios públicos en forma sustancial, a partir de la Constitución de 1991, por lo que ahora tales servicios deben prestarse bajo un esquema de mercado con regulación, que incentiva la competencia, el libre acceso y la especialización de las empresas por actividades, restringiendo por tanto la integración vertical, salvo en áreas aisladas⁴.

³ Cobertura del Servicio Eléctrico Empresas Grupo ICEL, Oficina de Planeación, Estadística, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, Abril 1.988.

⁴ Alberto Rodríguez, Perspectivas Sobre la Cobertura de los Servicios de Electricidad y Gas - Informe Final, octubre de 1999.

3 RESPONSABILIDADES ACTUALES DEL ESTADO

Según la Constitución de 1991 y las leyes posteriores, es deber del Estado asegurar la prestación eficiente de los servicios a todos los habitantes del territorio nacional, directa o indirectamente por comunidades organizadas o por particulares, debiendo ser ejecutor de última instancia de los proyectos necesarios para atender la demanda que no sean acometidos por otros agentes. Por lo tanto el Estado deberá intervenir para la ampliación de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios y adelantar programas de electrificación, con el objeto de que se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país.

Con el proceso de descentralización que se ha profundizado después de 1991, los municipios y en casos de necesidad los departamentos son responsables de la prestación de los servicios públicos en su jurisdicción, directamente o a través de empresas que se creen para tal fin o mediante la contratación con terceros, si no hubiera empresas interesadas en la prestación del servicio. Adicionalmente, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas.

3.1 Papel de las empresas

A partir de la Constitución de 1991 que estableció que los servicios públicos deben ser prestados con un criterio de mercado, se cambió la conformación de capital de muchas de las empresas que prestaban servicio en las áreas cubiertas por el SIN, se vendieron parcial o totalmente varias de las electrificadoras y empresas locales, están por venderse otras y se crearon o escindieron otras más; pero sobre todo, todas comenzaron a ser administradas con criterios de rentabilidad, condición que implica que las empresas no tienen la obligación en la extensión de redes si no les resulta económicamente atractivo.

Por otro lado, en las zonas no interconectadas donde no existían en general empresas que prestaran el servicio y donde es más difícil obtener rentabilidad en la prestación del servicio, se han desarrollado numerosas empresas, del orden de 100 pero en una forma desordenada y no en la forma de concesiones previstas en la normatividad y aunque se transformó el ICEL en el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas) que ahora es el encargado de investigar alternativas de prestación del servicio en las zonas no interconectadas, elaborar escenarios de demanda de energía, preparar planes y promover proyectos que ejecuten los departamentos, los municipios o los particulares; la insuficiencia de recursos y la falta de iniciativas de los entes territoriales no ha permitido que los avances en cobertura sean como sería deseable.

3.2 La planeación y ejecución de los proyectos

De acuerdo con la normatividad, a la UPME le corresponde elaborar y actualizar el Plan de Expansión de la Transmisión en lo que se refiere al STN, considerando los planes de los STR's y SDL's e incorporando como criterio los niveles de cobertura previstos en el Plan Nacional de Desarrollo. Igualmente, la Unidad adicional a la elaboración del plan indicativo de cobertura debe definir de acuerdo con lo establecido por el Decreto 388 de 2007 unos criterios de eficiencia y de expansión para reconocimiento tarifario.

Los anteriores planes por ser indicativos no son obligatorios, aunque para la expansión de la transmisión del STN existe el mecanismo de las convocatorias, para asegurar la ejecución de los proyectos definidos en el Plan.

Con miras a la Universalización del servicio de electricidad, el Decreto 388 de 2007 dispone un reconocimiento tarifario de activos cuyo costo marginal sea mayor que el costo medio definido para el OR siempre y cuando el OR los presente ante la UPME antes de su ejecución para aprobar el cumplimiento de los criterios de eficiencia.

La ejecución de los proyectos resultantes le corresponde al OR respectivo pero sin obligatoriedad de ejecutarlos. En esta situación la UPME adelantaría una convocatoria pública para adjudicar a otro OR la ejecución y operación del proyecto.

En cuanto a las zonas no interconectadas, la UPME mediante este plan esta definiendo que localidades son susceptibles de interconectar. De una forma bastante general entrega una información que le permitirá al IPSE entrar a adelantar el planeamiento específico de expansión de la prestación del servicio y de promoción de su ejecución. Sin embargo consideramos que aunque la responsabilidad de la prestación del servicio recae en los entes territoriales los cuales no tienen capacidad para adelantar los procesos tendientes a la ejecución de proyectos y menos para su operación, el IPSE continua siendo el promotor y ejecutor de los proyectos de esta zona, hasta que se implemente lo definido en el CONPES 3453 de 2006.

3.3 Fuentes de financiamiento y subsidios

Los instrumentos financieros reconocidos en la Ley para poder ampliar y mantener la cobertura, corresponden a subsidios provenientes de usuarios más pudientes, a recursos de presupuestos oficiales o del aporte de bienes y equipos de entidades oficiales.

La primera fuente establecida para el otorgamiento de subsidios es un subsidio a la demanda que se origina en el sistema de contribuciones o sobrepagos que pagan los usuarios industriales y comerciales y los residenciales de los estratos 5 y 6, el cual es canalizado por el Fondo de Solidaridad para Subsidios

y Redistribución de Ingresos para permitir tarifas menores a los estratos 1, 2 y 3. Este subsidio permite mantener la prestación del servicio y por ende los niveles de cobertura.

El FOES es un subsidio que se otorga a los usuarios de menores ingresos y los recursos provienen de las TIE's. Al igual que el anterior permite mantener la prestación del servicio y por ende los niveles de cobertura.

Ante la insuficiencia de tales recursos el legislador y el Estado en general han encontrado necesario diseñar otros mecanismos para la financiación de los proyectos necesarios para la expansión de la cobertura de electricidad que se describen en detalle en el Capítulo 6 y que corresponden a los siguientes Fondos:

* Fondo Nacional de Regalías – FNR

* Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas-FAZNI

* Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas FAER.

Con estos fondos se subsidian las inversiones en proyectos que por si mismos no resultan factibles de realizar por los OR's existentes o por nuevos inversionistas. Si la vigencia de los actuales fondos es menor que los tiempos requeridos para llegar a niveles igualitarios de cobertura en todo el país, los anteriores fondos se deberán prorrogar o reemplazarlos por otros similares.

4 PROBLEMÁTICA DE LA AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA

Además de lo indicado anteriormente sobre la necesidad de la energía eléctrica, se ha evidenciado a través de encuestas que las autoridades locales y las comunidades consideran entre las necesidades más apremiantes la de disponer de los servicios de energía eléctrica, mostrando la urgencia de ampliar la cobertura de electricidad lo más rápidamente posible.

En contraposición, las áreas que todavía no cuentan con el servicio de electricidad son alejadas de los potenciales puntos de conexión al SIN, de acceso difícil, de baja densidad poblacional y con usuarios de baja capacidad de pago, condiciones que implican altos costos de inversión y prestación del servicio de energía y aunadas a la escasez de recursos en el sector público (del orden nacional departamental y municipal) hacen muy difícil lograr niveles igualitarios de cobertura en el corto plazo.

No obstante lo anterior y dado que es obligación del Estado conciliar estos intereses con sus posibilidades de apoyar la expansión y la operación de los servicios en zonas no interconectadas y no interconectables y de respaldarlas con aportes presupuestales y dado también que es factible y deseable ampliar en la forma lo más óptima posible la cobertura del servicio de electricidad, en el presente documento se profundiza en el análisis de la problemática y en particular en el Capítulo 12 se plantean las Estrategias y Recomendaciones para mejorar en lo posible los esquemas para ampliación de la cobertura.

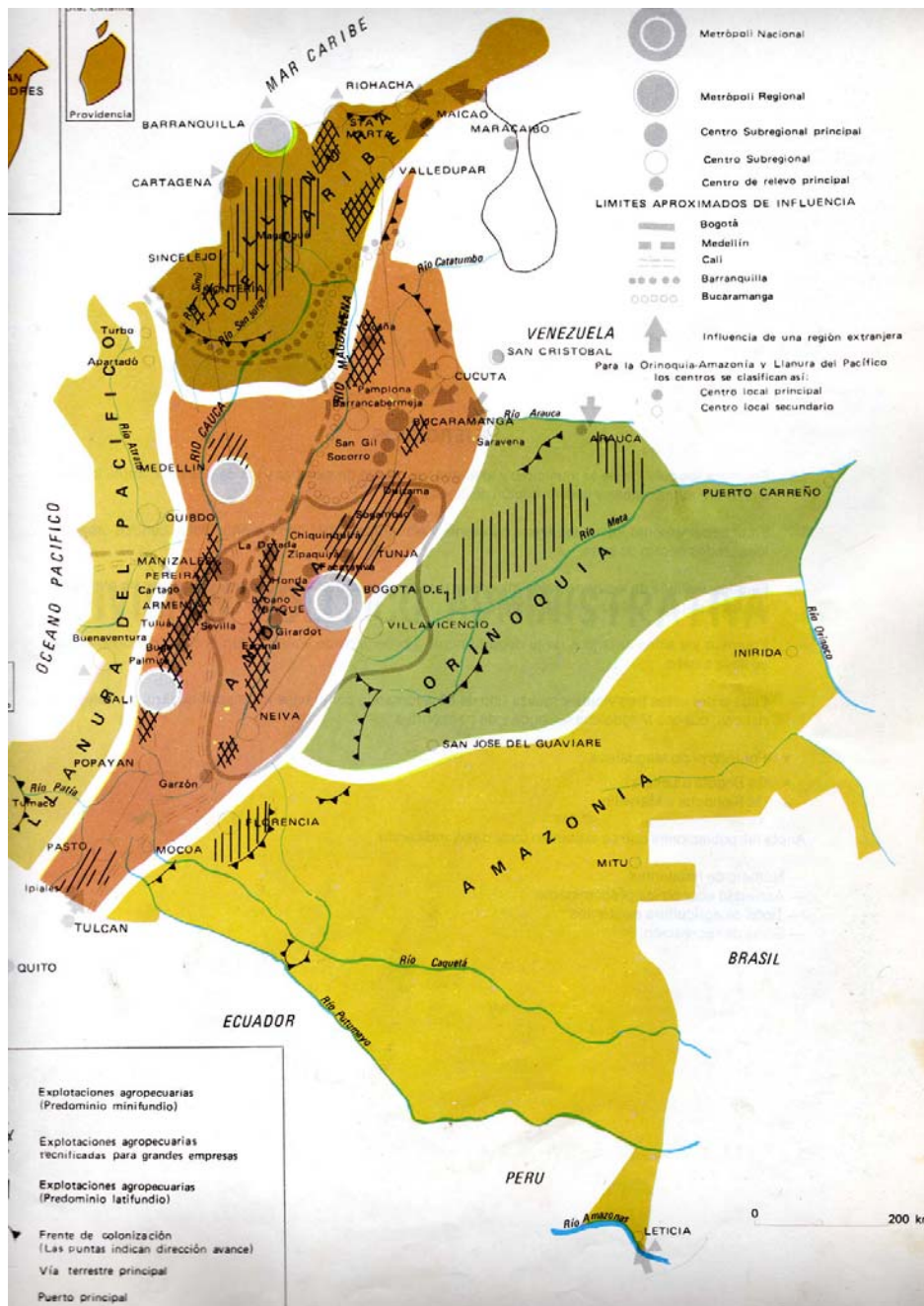
Para un mejor entendimiento de la problemática de las desigualdades en cobertura de electricidad a lo largo del país y de las dificultades para su ampliación, es conveniente establecer las diferencias geográficas y socioeconómicas que se presentan a lo largo del país y que en alguna forma son relevantes en cuanto a la cobertura.

4.1 Aspectos Geográficos y Poblacionales

La totalidad del país cubre un área de 1'141.748 km² y cuenta con una población de 42'888.592 habitantes, según el censo 2005, para una densidad de población de 37.56 habitantes por kilómetro cuadrado.

Geográficamente el territorio colombiano se puede considerar dividido en seis regiones naturales con características propias que las diferencian apreciablemente entre sí. En la Figura 2 se presenta el mapa de Colombia con las regiones y a continuación se describen sus principales características.

Figura 2 Regiones Naturales



4.1.1 La Amazonía

Tiene una extensión de 315.000 km² y corresponde a una extensa zona de bosques vírgenes, de clima cálido y húmedo, aunque en algunas áreas es objeto de colonización agropecuaria, la menos densamente poblada, tiene 968.254 habitantes para 3.07 habitantes por kilómetro cuadrado. Por tales circunstancias es la menos electrificada y la más difícil de ser conectada al SIN.

4.1.2 La Región Andina

Es la tercera de las regiones en superficie, 282.450 km², pero la más poblada, 29'644.041 de habitantes; es montañosa, de climas y suelos muy variados, comprende las tres ciudades mas grandes del país, otras muy importantes y regiones intensivamente explotadas en agricultura y ganadería, siendo la de mayores ingresos y mayor desarrollo y mejores servicios públicos, entre ellos el de electricidad. La mayor parte de su territorio está cubierta por el SIN, pero no obstante se presentan algunas zonas que por dificultades topográficas o de comunicación han tenido que ser electrificadas mediante plantas locales y otras que aún hoy no cuentan con servicio de energía eléctrica.

4.1.3 La Región del Caribe

En general corresponde a una zona de plana a ondulada con una extensión de 151.118 km², el clima es húmedo hacia el sur y seco al norte, en su mayor parte se dedica a la ganadería, aunque con algunos sectores de agricultura extensiva e industria, esta última en las ciudades principalmente Barranquilla. La población 6'853.703 de habitantes se concentra en el cinturón costanero. La densidad de población es de 45.35 habitantes por kilómetro cuadrado, pero es bastante más alta en la parte más poblada. En cuanto a desarrollo y servicios públicos se presentan grandes desigualdades siendo las ciudades capitales de los departamentos bastante desarrolladas y los municipios pequeños, sobretodo hacia el sur, de muy bajo desarrollo y baja cobertura de los servicios públicos. Además, como excepción a las características generales de esta región, se presenta la Sierra Nevada de Santa Marta, que es montañosa y con climas que varían del cálido hasta las nieves perpetuas, su población es poco numerosa y corresponde principalmente a tribus indígenas, prácticamente sin servicios públicos.

4.1.4 La Región Insular

Está conformada por islas en los dos océanos: el Archipiélago de San Andrés y Providencia (incluye además la isla de Santa Catalina, tres bancos y un cayo), los archipiélagos de San Bernardo y del Rosario y otras islas menores en el mar caribe; el archipiélago de Gorgona y Gorrionilla y el islote de Malpelo; para un área total de 52,5 km². Para los análisis considerados en este documento solo se ha tomado el primer archipiélago que tiene una extensión de 44 km², una población de 70.554 habitantes y una densidad de población de 1603.5 habitantes por kilómetro cuadrado. Las islas restantes son pequeñas en extensión y población y con características especiales que permiten exceptuarlas de considerar en ellas el suministro de energía eléctrica como un servicio convencional.

San Andrés y Providencia tienen servicios públicos, en particular, el de electricidad con base en plantas locales. Las comunicaciones del resto del país

hacia ellas son por medios marítimos o aéreos y por lo tanto costosas, pero internamente son fáciles y la distancia entre centros poblados no es grande.

4.1.5 La Orinoquía

Está conformada por las extensas sabanas de los Llanos Orientales enmarcadas por los ríos Arauca, Orinoco y Guaviare y por el piedemonte de la cordillera Oriental para un total de 310,000 km², con una población de 1'366.511 de habitantes, para una densidad de 4.4 habitantes por kilómetro cuadrado. La prestación del servicio de electricidad es muy variable en esta zona, presentando mayor cobertura en el occidente (Departamentos del Meta y Casanare) y en el norte (Departamento de Arauca) y muy baja cobertura en el resto (Departamento del Vichada y la parte de Guanía que corresponde a esta región).

4.1.6 La Región del Pacífico

Corresponde a llanuras y colinas bajas de clima tropical y húmedo con alta precipitación, siendo una de las más lluviosas del mundo, condición que trae como consecuencia que esta región esté cruzada por numerosos ríos que la inundan y dificultan los cultivos y las comunicaciones internas. En general la población es de bajo poder adquisitivo y por ello la prestación del servicio de electricidad se ha visto limitada. Tiene una extensión de 83,170 km², una población de 454.030 habitantes y una densidad poblacional de 5.45 habitantes por kilómetro cuadrado.

4.2 División Político Administrativa de Colombia

Tal como se muestra en la Figura 3, políticamente el país está dividido en 32 departamentos, que aunque supuestamente iguales ante la ley, tienen diferencias, en casos extremos muy grandes en cuanto a extensión, recursos naturales, topografía, uso de la tierra ingresos totales y per cápita, servicios públicos, densidad poblacional entre otros. En la Tabla 1 se presenta la superficie, población y densidad de población para los distintos departamentos del país y para el Distrito Capital, que no está incluido en ellos.

Los departamentos a su vez se dividen en municipios y corregimientos departamentales que aunque en su forma de gobierno, ingresos y presupuestos presentan diferencias substanciales, desde el punto de vista de cobertura pueden ser tratados como equivalentes ya que están conformados por corregimientos, veredas, caseríos o inspecciones de policía. El total de municipios es de 1099 y el de corregimientos departamentales es de 20 que corresponden a solo tres departamentos, así: 3 en Vaupés, 8 en Guanía y 9 en Amazonas.

Las designaciones de veredas, caseríos o inspecciones de policía no son suficientemente precisas, por lo que para propósitos de los análisis de cobertura de electricidad se ha escogido la unidad denominada Centro Poblado que incluye todos estos conceptos y que tiene una definición específica, la cual se incluyó en el Capítulo 1.

Figura 3 División Político Administrativa de Colombia



Tabla 1 Datos Básicos por departamento

No.	Departamento	Superficie km ²	Población Habitantes	Viviendas No.
1	Amazonas	109.665	67.726	13.124
2	Antioquia	63.612	5.682.276	1.419.603
3	Arauca	23.818	232.118	51.348
4	Atlántico	3.388	2.166.156	439.579
5	Bolívar	25.978	1.878.993	385.970
6	Boyacá	23.189	1.255.311	317.164
7	Caldas	7.888	968.740	256.833
8	Caquetá	88.965	420.337	93.269
9	Casanare	44.640	295.353	69.754
10	Cauca	29.308	1.268.937	285.110
11	Cesar	22.905	903.279	196.730
12	Chocó	46.530	454.030	101.103
13	Córdoba	25.020	1.467.929	302.240
14	Cundinamarca	22.623	2.280.037	552.764
15	Guainía	72.238	35.230	6.607
16	Guaviare	53.460	95.551	20.953
17	Huila	19.890	1.011.418	234.990
18	La Guajira	20.848	681.575	123.266
19	Magdalena	23.188	1.149.917	236.129
20	Meta	85.635	783.168	185.471
21	Nariño	33.268	1.541.956	330.285
22	Norte de Santander	21.658	1.243.975	284.641
23	Putumayo	24.885	310.132	79.815
24	Quindío	1.845	534.552	140.918
25	Risaralda	4.140	897.509	228.850
26	San Andrés y Providencia	44	70.554	18.443
27	Santander	30.537	1.957.789	460.833
28	Sucre	10.917	772.010	161.166
29	Tolima	23.562	1.365.342	341.635
30	Valle del Cauca	22.140	4.161.425	1.003.064
31	Vaupés	54.135	39.279	5.040
32	Vichada	100.242	55.872	10.698
33	BOGOTA D.C.	1.587	6.840.116	1.713.147
TOTAL		1.141.748	42.888.592	10.070.542

Fuente: Habitantes y Viviendas Censo 2005 . DANE

Aún cuando las expresiones Rural y Urbano, se encuentran repetidamente en temas geográficos y socioeconómicos, su significado es impreciso; mientras que se puede observar que la parte de núcleos urbanos con viviendas agrupadas corresponde al término Urbano, en la periferia de tales áreas, donde las viviendas están más o menos separadas, es difícil distinguir donde comienza la parte Rural. Es todavía más confusa la definición en el caso de las

áreas con unas pocas viviendas no totalmente contiguas. Por lo anterior y a sabiendas de que no es una definición perfecta, se ha adoptado para este estudio, la identificación de áreas urbanas con las cabeceras municipales y como rurales las áreas restantes así incluyan centros poblados más o menos poblados. Esta definición se ha adoptado por dos razones: la facilidad de asimilarla a la clasificación del DANE para información poblacional y de viviendas y por que es similar a definiciones que se basan en cantidad de habitantes contenidos en la zona habitacional con alguna continuidad, en este caso correspondería a bastante menos de 7000 habitantes ya que éste es el mínimo para erigir un municipio, incluida su cabecera, no esperando que haya centros poblados tan grandes.

4.3 Caracterización Geográfica desde el punto de vista de electricidad

El país se puede dividir eléctricamente en dos grandes zonas: la Interconectada y la No Interconectada, la primera hace relación a aquellas áreas que se encuentran atendidas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), aunque dentro de sí mismas tienen áreas que no poseen servicio de energía eléctrica, por problemas técnicos y económicos que afectan la expansión de la electrificación.

La zona interconectada corresponde a la región Andina, la mayoría de la porción norte de la Región Caribe y las porciones de las Regiones Pacífica y Orinoquía que están relativamente cerca de la Región Andina, cubriendo por lo tanto 26 departamentos y el Distrito Capital. En todos los departamentos considerados como cubiertos por el SIN, al menos sus capitales están cubiertas y con excepción del sur de Bolívar, sur de Cesar, oriente de Caquetá, sur oriente de Meta la mayoría de los centros poblados tienen cobertura parcial.

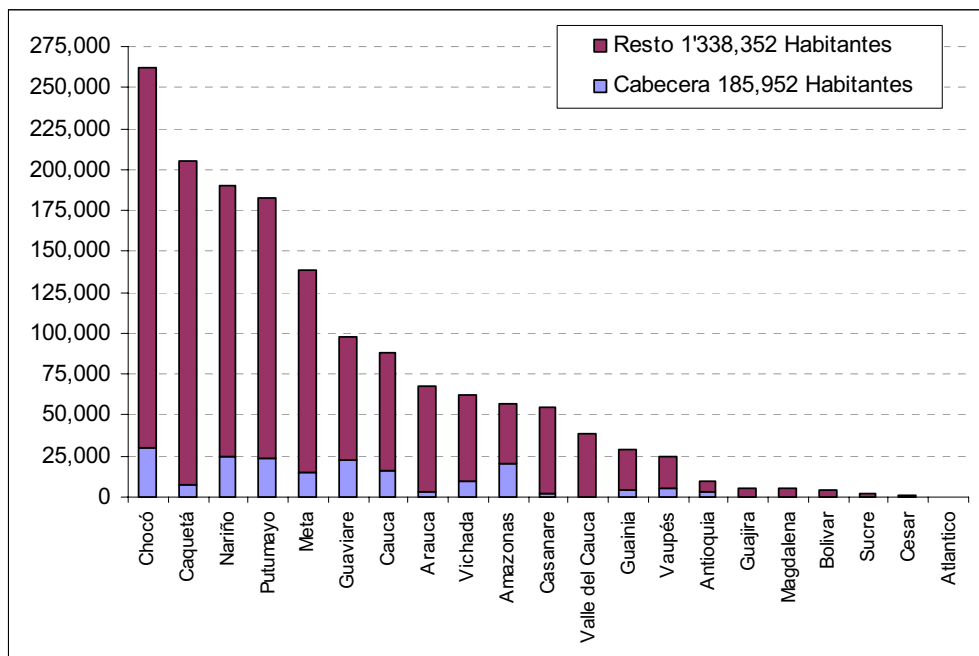
Las Zonas No Interconectadas (ZNI) son aquellas áreas que no son atendidas por el SIN. La mayor parte de las ZNI cubre los antiguos territorios nacionales, es decir las zonas de colonización y expansión de la frontera agrícola, correspondientes a la mayoría de La Amazonía, gran parte de La Orinoquía y del Anden Pacífico. En ellas se localizan 5 capitales departamentales; Leticia, Mitú, Puerto Carreño, Puerto Inirida y San José del Guaviare y otras 46 Cabeceras Municipales, el resto corresponde a pequeños centros poblados y otras áreas rurales con población dispersa.

Adicionalmente, puede afirmarse que dada la lejanía de las actuales ZNI a las subestaciones del SIN la mayoría de sus centros poblados permanecerán sin conectarse por un lapso de varios años, en el presente estudio se identificarán las zonas donde resulte económica la interconexión; las restantes se tratarán como no Interconectables, en donde el servicio deberá ser prestado mediante generación local con el tipo de planta que resulte más económica.

Finalmente es importante anotar que mientras que en las zonas cubiertas por el SIN, la mayoría de la población habita en los centros urbanos, la población de

las ZNI es de carácter rural y se concentra en pequeños centros poblados. La distribución de la población de las ZNI en urbano y rural se puede ver en la Figura 4.

Figura 4 Distribución de la Población Urbana y Rural



Fuente: Estudio Hagler Baley y AENE 1993

4.4 Aspectos Socioeconómicos

Como se puede deducir de la descripción de las regiones y de las Zonas interconectadas o no, en la parte cubierta por el SIN se encuentra la casi totalidad de la Industria, la mayor parte de las entidades comerciales y la población con mayores ingresos. En tales Zonas, el consumo de electricidad es principalmente residencial con un 42,6% pero seguido por el sector industrial con una participación del 32,2%, mientras que los otros sectores no residenciales (Comercial, Oficial y Otros) apenas llegan al 25,6%.

Estos consumos corresponden a usos muy variados ya que en el sector industrial predomina la utilización mecánica en tanto que en los sectores restantes se utiliza la energía eléctrica principalmente en iluminación pero con magnitudes importantes en comunicaciones (radio y televisión) y electrodomésticos para enfriamiento y aire acondicionado y algunas aplicaciones en producción de calor.

Contrariamente en las Zonas no Interconectadas la mayoría de la población tiene ingresos bajos. La energía eléctrica, cuando se dispone de ella en las ZNI, se usa principalmente para consumos residenciales, el consumo se da principalmente en iluminación y comunicaciones (radio y TV), aunque en

algunos centros poblados aparecen usos en refrigeración y solo en una mínima parte en calor.

En el caso de las zonas sin servicio de energía eléctrica el estudio de Hagler Baley y AENE mostró que el 88% de los hogares poseen fuentes mixtas para iluminación, el 44% emplean solo velas, mientras que un 24% se iluminan con lámparas a petróleo, situación que se considera se ha mantenido en términos porcentuales, no existiendo razón para cambios representativos en ella.

5 MARCO NORMATIVO, REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El anterior plan de cobertura elaborado por la UPME dio claridad a diferentes aspectos del tema de la ampliación de la cobertura de electricidad, como fueron: Aspectos normativos y legales, y el Marco Institucional, dejando explícito las responsabilidades de los diferentes agentes participantes en esta actividad. En este plan solo se mencionaran los aspectos que consideramos relevantes en materia normativa e institucional ya que incidirán en el objetivo de la ampliación de la prestación del servicio.

El anterior plan (2001-2006) se elaboró cuando se encontraba para comentarios la actual resolución 082 de 2002 sobre la cual la UPME realizó una serie de recomendaciones, que se mencionan en el plan, que no fueron tenidas en cuenta por la entidad reguladora. En la actualidad, igualmente se encuentra en proceso la definición de los nuevos cargos por uso de la red de distribución, por lo que la CREG expidió la resolución 111 de 19 de diciembre de 2006 mediante la cual pone en conocimiento las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y formulas del periodo siguiente. Cabe resaltar que se expresa la posibilidad de analizar la factibilidad de establecer cargos regionales lo que a nuestro juicio contribuirá al proceso de ampliación de la cobertura.

Por lo anterior, este plan se elaboro considerando las condiciones regulatorias vigentes, Resolución 082 del 2002.

Adicionalmente a la resolución 111, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 388 de 2007 del 13 de febrero de 2007 mediante el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el próximo periodo tarifario.

Si bien no se ha reglamentado este decreto, con esta nueva normatividad, se está dando la señal para incrementar la expansión de la cobertura de electricidad, mediante proyectos que puedan realizar directamente las empresas prestadoras del servicio o los OR's. Se le permite a las empresas presentar para un reconocimiento tarifario, aquellos proyectos cuyo costo medio sea superior al costo medio establecido por la entidad reguladora. Para ello y antes de su ejecución deben presentar para su aprobación, los proyectos a la UPME. Solo se consideraran aquellos proyectos que cumplan con los criterios de eficiencia y de expansión que definan la CREG conjuntamente con la UPME.

Los proyectos de inversión en expansión de cobertura sujetos al cumplimiento de los criterios de eficiencia mencionados y cuya ejecución sea del interés del Gobierno Nacional y/o los Entes Territoriales, deberán ser presentados a través de los Operadores de Red ante la UPME para su evaluación y concepto. Si el Operador de Red al cual se conecta un proyecto sujeto al cumplimiento de los criterios de eficiencia citados, será el encargado en primera instancia de ejecutarlo. Si no existe interés por parte del OR en el desarrollo y operación de dicho proyecto, la UPME, a través de procesos de convocatoria pública podrá adjudicar a otro OR la ejecución y operación del mismo.

El Plan Nacional de Desarrollo presenta las siguientes recomendaciones en materia de expansión de cobertura:

Sistema Interconectado Nacional. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), con base en los lineamientos de política del Ministerio de Minas y Energía, implementará un esquema regulatorio que: (1) incentive la expansión de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional; y (2) permita fijar cargos homogéneos por uso de las redes de distribución de energía eléctrica para usuarios de una misma área de distribución. De esta manera, a través del uso de instrumentos regulatorios, el Gobierno Nacional buscará mitigar las disparidades existentes en tarifas de energía eléctrica de áreas geográficas con características comunes. Además, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, en el marco de sus competencias, liderarán el desarrollo de los mecanismos legales y regulatorios que permitan la transferencia de recursos entre operadores de un área de distribución, respetando el principio de eficiencia. Estas medidas contribuirán a alcanzar la meta de aumentar la cobertura del sistema interconectado nacional a 95,1% durante el presente cuatrienio.

Tabla 2 Metas del Plan de Desarrollo para el tema de cobertura

Metas del plan para el tema de cobertura	Línea Base	Meta Cuatrienio
Cobertura de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. (1)	91,85%	95,10%
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas	15.000	40.000
Incremento en tiempo promedio de servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	30%	10%

(1) Dato estimado por la UPME

Energía eléctrica en zonas no interconectadas. El Gobierno Nacional, a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), ha implementado estrategias orientadas a aumentar la cobertura y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. A partir de 2004, el IPSE puso en marcha un mecanismo transitorio para permitir la continuidad del servicio,

consistente en la prestación directa del servicio de generación de energía eléctrica en municipios como Mitú, Leticia, Puerto Carreño, Puerto Inírida, Guapi y Bahía Solano.

Al tener en cuenta los avances en el proceso de ampliación de la cobertura y mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, el Gobierno Nacional dará continuidad a las políticas de aumentar la cobertura y la calidad del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, con criterios de sostenibilidad. De esta forma también se beneficiará buena parte de las zonas de frontera, de las cuales una porción considerable pertenece a las Zonas No Interconectadas.

Para dar continuidad a esta política, el Gobierno Nacional impulsará las siguientes estrategias durante el presente cuatrienio:

Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2006-2010. La UPME, en coordinación con el IPSE, continuará elaborando el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2006-2010. Este Plan permitirá priorizar las acciones que el Gobierno Nacional adelantará en las Zonas No interconectadas en el corto plazo. Para la elaboración de este Plan se tomarán en consideración, entre otros, criterios demográficos, geográficos y económicos.

Esquema de gestión para la prestación del servicio. El Ministerio de Minas y Energía y el IPSE diseñarán un esquema sostenible de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas e implementarán dicho esquema en al menos 3 áreas del país. Este esquema deberá promover la vinculación de agentes calificados, públicos o privados, estableciendo incentivos económicos para: (1) el desarrollo de soluciones basadas en la utilización de energías alternativas para la generación de energía eléctrica, siempre y cuando sean soluciones técnica y financieramente viables en el largo plazo; (2) la prestación del servicio (administración, operación y mantenimiento); y (3) el mejoramiento del servicio (calidad y aumento en las horas del servicio).

Se prevé que estas medidas permitirán prestar el servicio a 40.000 nuevos usuarios e incrementar en un 10% el tiempo promedio de servicio en estas zonas.

Finalmente el Plan 2019, por otra parte establece que Colombia deberá aumentar a 99,4% su cobertura de servicio de energía en zonas interconectadas (partiendo en el año 2005 de un indicador del 91,85%);

Tabla 3 Metas de cobertura 2010 y 2019

Meta	Situación actual	Situación 2010	Situación 2019
(1) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas interconectadas.	89,89%	94,93%	99,37%
(2) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas –(ZNI).	34%	45,55%	75,49%

6 RECURSOS PARA LA FINANCIACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Como se mencionó en el anterior documento del plan de cobertura, el Gobierno cuenta con diferentes fondos para financiar la ejecución de proyectos de ampliación de servicio de electricidad como son: Fondo Nacional de Regalías – FNR-, Fondo de Apoyo Financiero para energización rural del SIN – FAER, Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas – FAZNI -y Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP. En este documento fueron descritos los fondos FNR, FAZNI y FAEP, faltando el FAER. Por consiguiente en este documento se presentaran los cambios normativos que han tenido dichos proyectos, si es del caso, y se describirá el fondo FAER y PRONE

6.1 Fondo Nacional de Regalías – FNR

En el año 2005 se publico el Acuerdo 006 del Consejo asesor de Regalías, mediante el cual se fijan los requisitos básicos y los criterios de viabilidad de los proyectos que solicitan recursos a este fondo.

6.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI

En el año 2005 se publico el Acuerdo 012 del CAFAZNI, mediante el cual se modificaron las funciones del CAFAZNI, los requisitos para presentar los planes programas y proyectos a este fondo, los criterios de evaluación y los criterios para la asignación de los recursos.

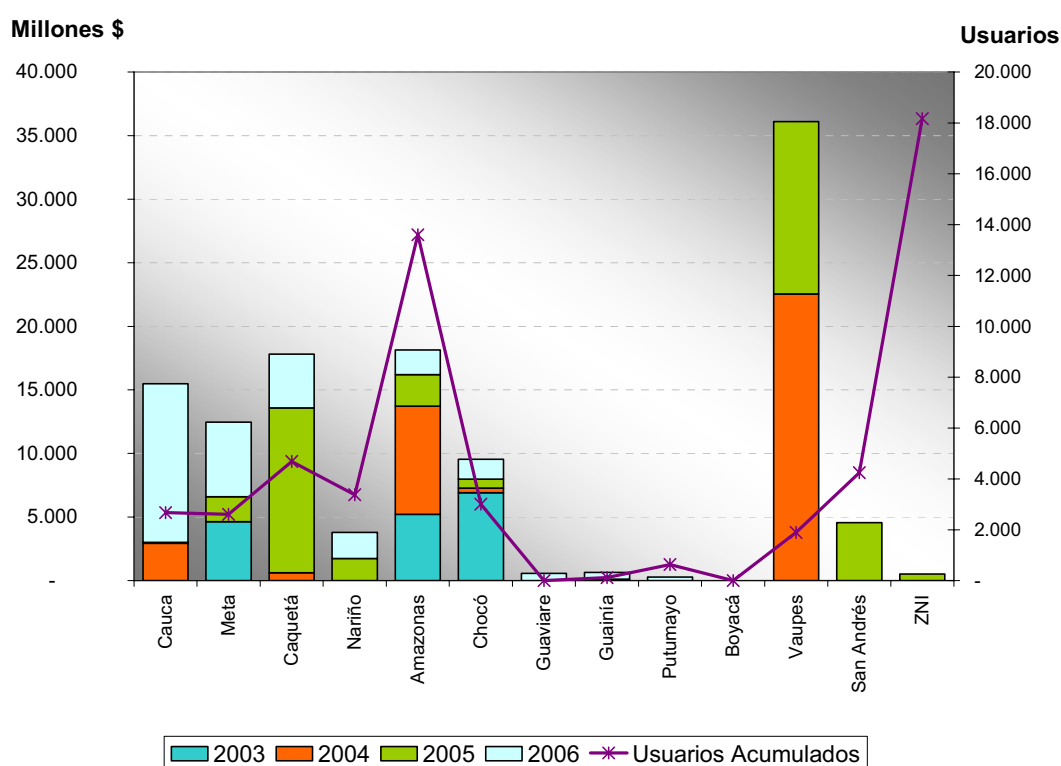
Con la Ley 1099 de 2006 se prorrogó a la vigencia del fondo hasta el año 2014. Los recursos económicos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, Fazni, se destinarán para financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas no interconectadas. Adicionalmente se cofinanciaran los costos de preinversión en que hubiesen incurrido las entidades proponentes de los planes, programas y proyectos que finalmente hubiesen sido aprobados para su ejecución, deberán ser considerados para reembolso parcial o total con recursos del Fondo.

A la fecha se encuentra en proceso de reglamentación este Decreto.

Para dar a conocer el impacto de los recursos de los diferentes fondos en la expansión de la prestación del servicio se presenta a continuación las gráficas con los recursos asignados a cada departamento y el número de usuarios beneficiados.

En la Figura 5, se muestra para cada año desde el 2003 hasta el 2006, el valor de la asignación de recursos a los diferentes departamentos que se han beneficiado del FAZNI. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra el acumulado de tal asignación, siendo los departamentos de Vaupés, Amazonas, Caquetá y Cauca a quienes más recursos se les han asignado.

Figura 5 Asignación de Recursos FAZNI – Acumulado a 2006



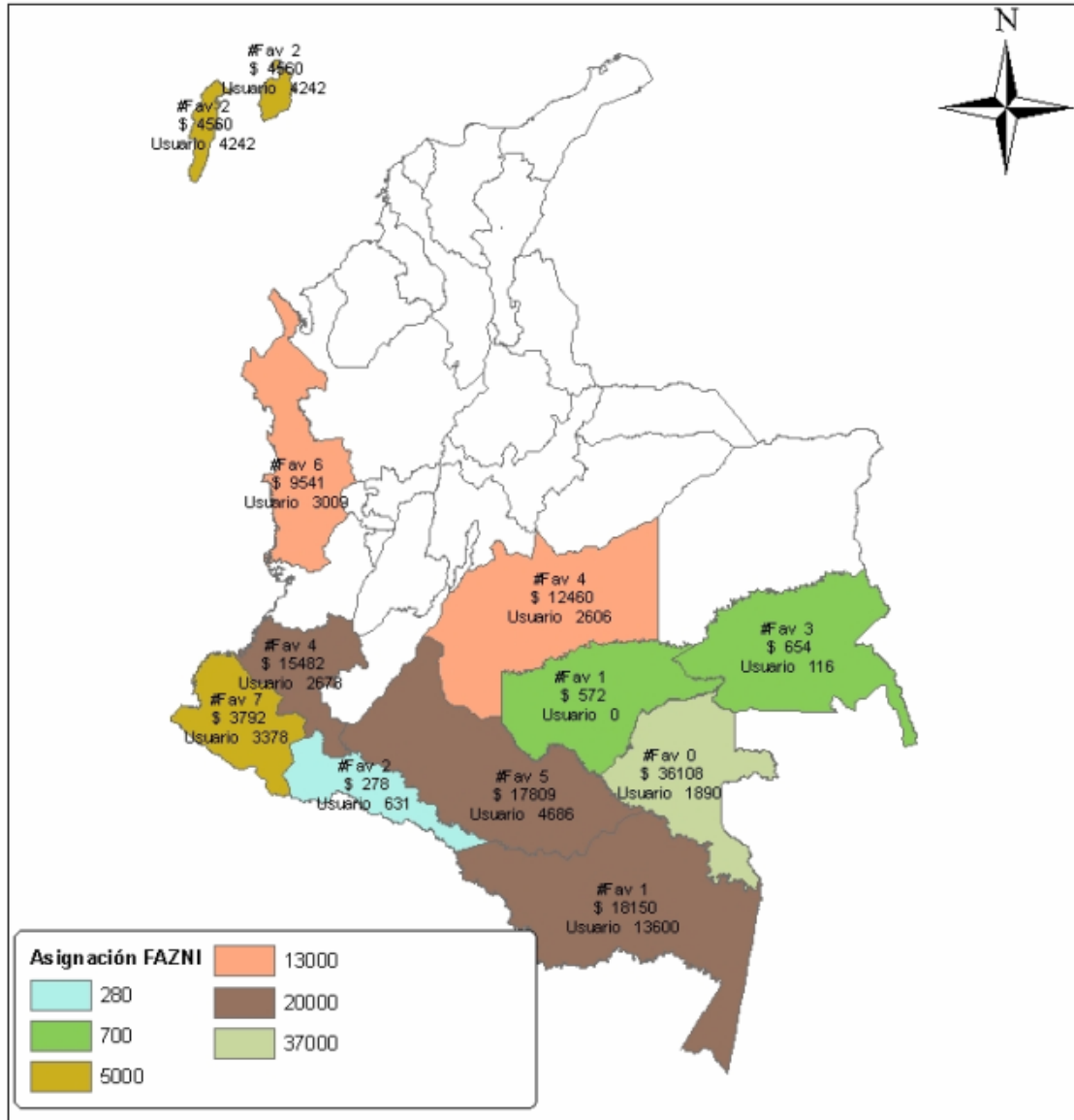
6.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER

Fondo creado por de la Ley 788 de 2002, cuyo objeto es la expansión de la cobertura en el sector rural de los municipios que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Los recursos provienen del recaudo que realiza el Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales – ASIC, a razón de \$1.00 moneda corriente por

cada kWh despachado en la bolsa de energía mayorista, pagados por los propietarios de los activos del Sistema de Transmisión Nacional - STN. Este valor es indexado anualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor -IPP.

Figura 6 Asignación de Recursos FAZNI – Acumulado 2006



Fondo con vigencia de 7 años (diciembre 31 de 2009) y administrado por el Ministerio de Minas y Energía.

La asignación de recursos la realiza un Comité Administrativo, conformado por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. La ejecución del proyecto es asignada por el Ministerio de Minas y Energía.

Este fondo financia hasta el 100% de la inversión inicial del proyecto, siempre y cuando requiera de recursos adicionales que garanticen su sostenibilidad (gestión comercial, la reposición de activos, entre otros). Los recursos adicionales los debe entregar la Entidad Territorial al Operador de Red que avala el proyecto, previa firma de un convenio o acuerdo entre las partes. El objeto de este mecanismo es asegurar la prestación del servicio de electricidad en el horizonte de vida del proyecto. Este convenio será requisito hasta el momento en que se reglamente el Decreto 388 de 2007.

El Acuerdo CAFAER No.006, del 28 de septiembre de 2005, establece los requisitos y los criterios de viabilización de los proyectos que solicitan recursos del fondo.

En la Figura 7, se muestra para cada año desde el 2003 hasta el 2006, el valor de la asignación de recursos a los diferentes departamentos que se han beneficiado con este fondo. En la Figura 8 se muestra el acumulado de tal asignación, siendo los departamentos de Cauca, Norte de Santander, Boyacám Tolima, Antioquia y Nariño a quienes más recursos se les han asignado.

Figura 7 Asignación de Recursos FAER – Acumulado a 2006

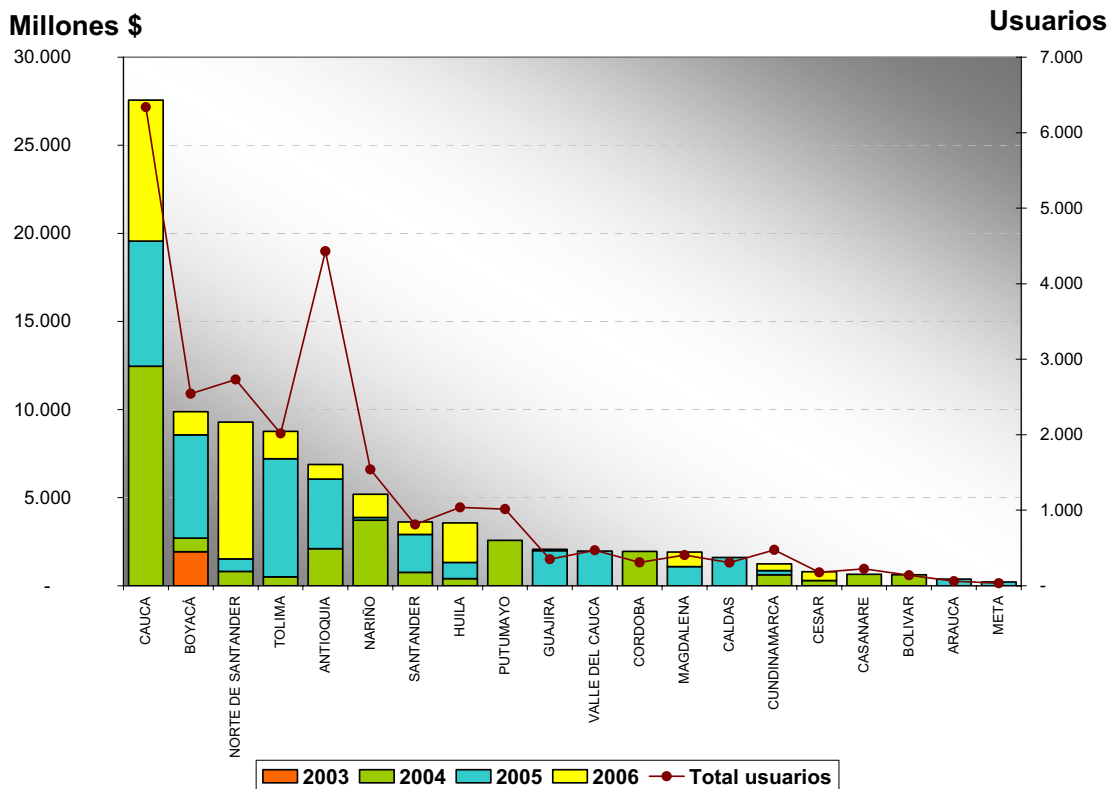
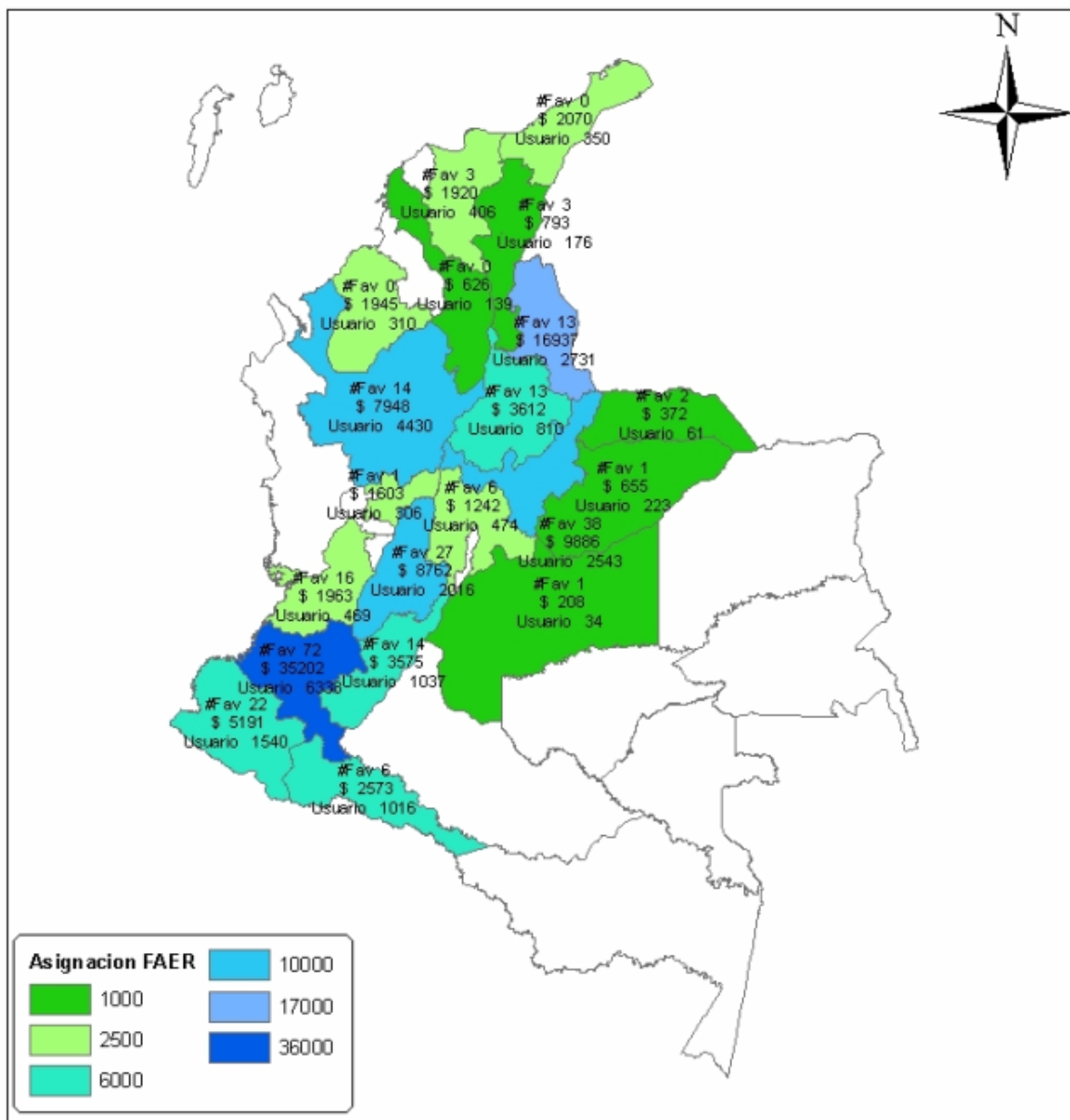


Figura 8 Asignación de Recursos FAER – Acumulado 2006



6.4 Programa de Normalización de Redes - PRONE

Programa creado mediante los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003, cuyo objetivo es la legalización de usuarios, la optimización del servicio de energía eléctrica y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional. El programa es financiado con recursos del FAER en un porcentaje de hasta un 20% de lo recaudado por el fondo, con recursos Presupuesto General de acuerdo a lo establecido en la Ley 812 de 2003, y con recursos del FNR de acuerdo con lo establecido en la Ley 859 de 2003.

Las empresas distribuidoras y comercializadores de energía eléctrica deben participar con recursos económicos para el desarrollo de este programa por medio de la entrega de diseños, proyectos, asistencia técnica y mano de obra.

La asignación de recursos se realiza por medio de un Comité Administrativo, conformado por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, la Dirección de Energía y la Secretaria General del Ministerio de Minas y Energía.

Así mismo, para la aplicación de proyectos a este programa, se tendrá presente la definición de Barrios Subnormales enunciada en el artículo 1° del Decreto 3735 de 2003.

La ejecución del proyecto es asignada por el Ministerio de Minas y Energía. Este programa se prorrogó con el Ley 1117 de 2006 hasta la misma vigencia del FAER es decir hasta el año 2009.

7 METODOLOGÍA GENERAL

La metodología general para el desarrollo del Plan de Expansión de Cobertura se explica con el diagrama de flujo de la Figura 9. El proceso se inicia con el cálculo de la cobertura para la situación actual (diciembre de 2005), siguiendo con la comparación y elección de la alternativa más económica para cada uno de los centros poblados que tienen déficit en el servicio, posteriormente la cuantificación de los costos para alcanzar el ciento por ciento de cobertura y finalmente la estimación de la cobertura alcanzable con los recursos disponibles de los fondos y las posibles inversiones del agente privado, y el análisis del impacto tarifario.

Por las características propias de los desarrollos necesarios para llevarle el servicio a los sitios no electrificados, es necesario trabajar la cobertura de electricidad con la mayor desagregación posible. Por lo que resulta conveniente utilizar la definición de centro poblado: “son los caseríos, inspecciones de policía y corregimientos pertenecientes al área rural del municipio y que están conformados por 20 o más viviendas contiguas o adosadas entre sí”, establecida por el DANE en su documento “División Político Administrativa de Colombia”.

7.1 Cálculo de Cobertura

Si bien, el término “Cobertura de Electricidad” implica que las viviendas de una zona o región que se considera “cubierta” es aquella a la que llegan las redes necesarias para la prestación del servicio de energía eléctrica, así por cualquier razón no esté efectivamente conectada, para el Plan de Expansión de Cobertura se ha aceptado calcular el índice de cobertura como la relación de viviendas con servicio sobre viviendas totales.

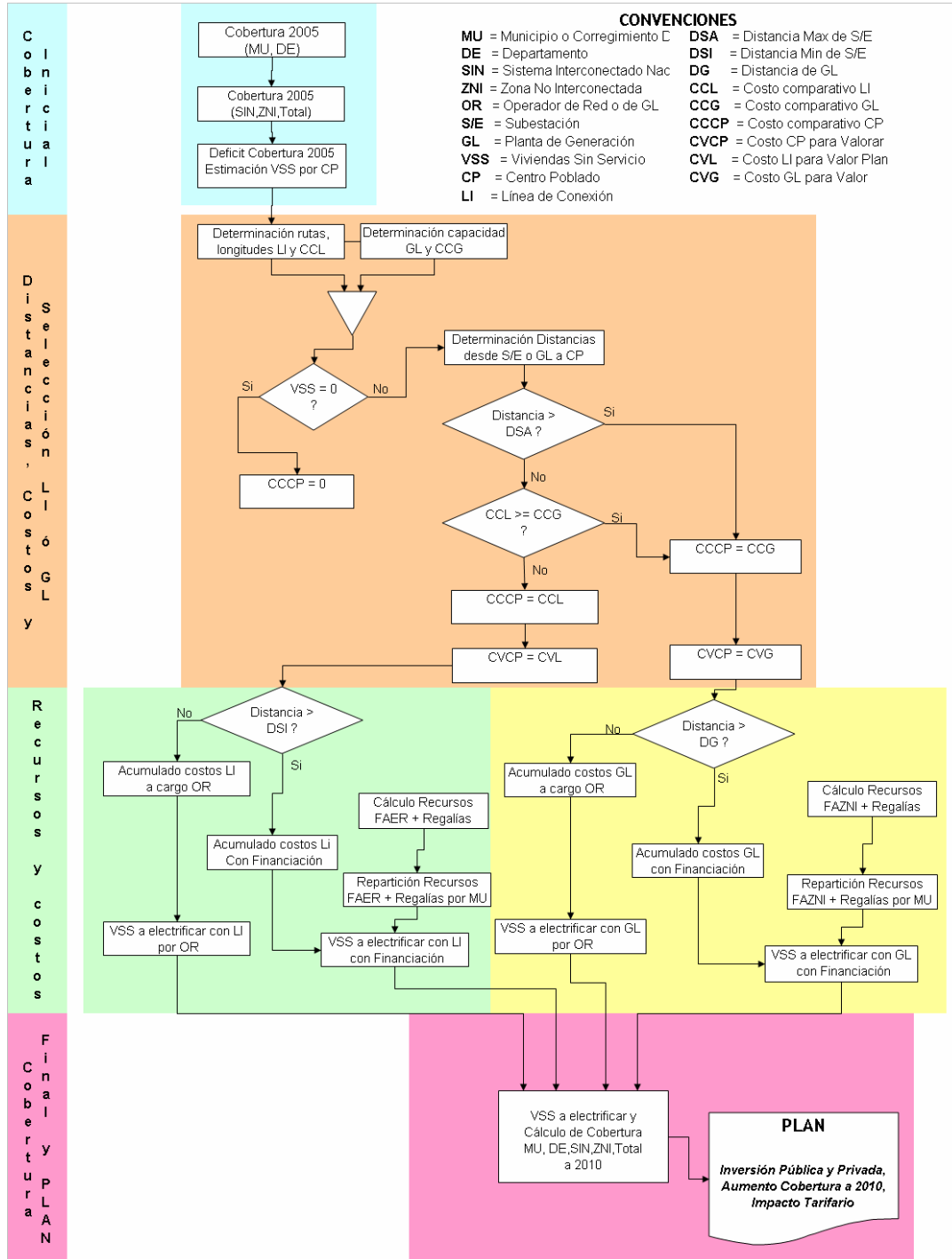
Es claro que esta aproximación implica que los índices de cobertura así calculados serán menores que los que resultarían si pudiera determinarse en forma precisa la real cobertura, pero por experiencia se sabe que las viviendas no conectadas, pudiendo serlo, son pocas respecto a las conectadas o a las que no disponen de red, no introduciendo errores apreciables al Plan.

Para el cálculo de los índices de cobertura por centro poblado se debe disponer de los datos de viviendas totales y viviendas con servicio a nivel de centro poblado, pero al no estar aún disponible, se decidió utilizar el dato de viviendas totales por municipio⁵ y para el dato de viviendas con servicio se utilizó la información de la cantidad de usuarios estimada a partir de la facturación del

⁵ Fuente: www.dane.gov.co : Población censada después de compensada por omisiones de cobertura geográfica (1,22%) y contingencia de transferencia (0,26%), consultada el 3 de mayo de 2007.

SUI, realizando los respectivos ajustes de acuerdo a los períodos de facturación de cada empresa y seleccionando los usuarios por el número único de identificación, NUI.

Figura 9 Diagrama de flujo de la Metodología General para el PIEC



Por lo anterior, los cálculos de cobertura de electricidad tuvieron que efectuarse a partir de los datos por municipio, bajo el supuesto de que las viviendas sin servicio (VSS) se reparten en los distintos centros poblados de cada municipio, proporcionalmente a como esta distribuida la población (cabecera y resto). Si bien, esta hipótesis es fuerte, dadas las imprecisiones que conlleva, se considera razonable como única forma de determinar los costos de electrificación dentro de un municipio.

Así, los resultados del plan se presentan para subdivisiones del territorio nacional no inferiores al municipio o corregimiento departamental⁶ que tiene prácticamente el mismo nivel de información. Una vez se obtenga la información del DANE desagregada por centro poblado, se hará la actualización pertinente en el plan.

Con la misma información utilizada para el cálculo de cobertura a nivel municipal (o de corregimiento departamental), se obtiene por un proceso de agrupación la cobertura para los departamentos y total nacional – Ver la Tabla 4. En la Figura 10 se detalla a nivel municipal la cobertura para el SIN y en la Figura 11 el índice de cobertura para la ZNI.

Para efectos de este Plan, la ZNI esta definida por el porcentaje de subsidios del FOES que recibe cada municipio, dichos porcentajes se pueden observar en la Figura 12.

⁶ Corregimiento departamental CD: Es una división del departamento al tenor del Decreto 2274 del 4 de Octubre de 1991, el cual incluye un núcleo de población. Según esta disposición los ahora CD no forman parte de un determinado municipio. División Política Administrativa de Colombia –Dane.

Tabla 4 Cobertura departamental del SIN, ZNI y Total - 2005

Departamento	% SIN	% ZNI	% Total
Amazonas		71,6%	71,6%
Antioquia	92,5%	82,5%	92,4%
Arauca	83,3%	4,4%	81,8%
Atlántico	99,4%	-	99,4%
BOGOTA D.C.	99,2%	-	99,2%
Bolívar	88,6%	-	88,4%
Boyacá	91,7%	9,7%	90,9%
Caldas	95,0%	-	95,0%
Caquetá	71,8%	33,9%	63,3%
Casanare	79,6%	23,4%	76,2%
Cauca	75,1%	70,9%	74,8%
Cesar	85,1%	-	85,0%
Chocó	82,3%	47,1%	66,9%
Córdoba	82,6%	-	82,6%
Cundinamarca	90,2%	-	90,2%
Guainía	-	47,8%	47,8%
Guaviare	-	28,4%	19,2%
Huila	91,6%	-	91,6%
La Guajira	69,9%	-	69,2%
Magdalena	83,6%	-	83,3%
Meta	91,1%	24,6%	83,2%
Nariño	84,9%	67,8%	82,5%
Norte de Santander	88,7%	-	88,7%
Putumayo	54,7%	28,3%	48,0%
Quindío	96,0%	-	96,0%
Risaralda	93,1%	-	93,1%
San Andres y Providencia *	79,9%	-	79,9%
Santander	92,2%	-	92,2%
Sucre	89,5%	-	89,5%
Tolima	84,9%	-	84,9%
Valle	92,5%	23,8%	91,7%
Vaupés		61,5%	61,5%
Vichada		44,5%	44,5%
	90,98%	46,28%	89,80%

* corresponde a la zona insular.

Figura 10 Cobertura del SIN por municipios - 2005

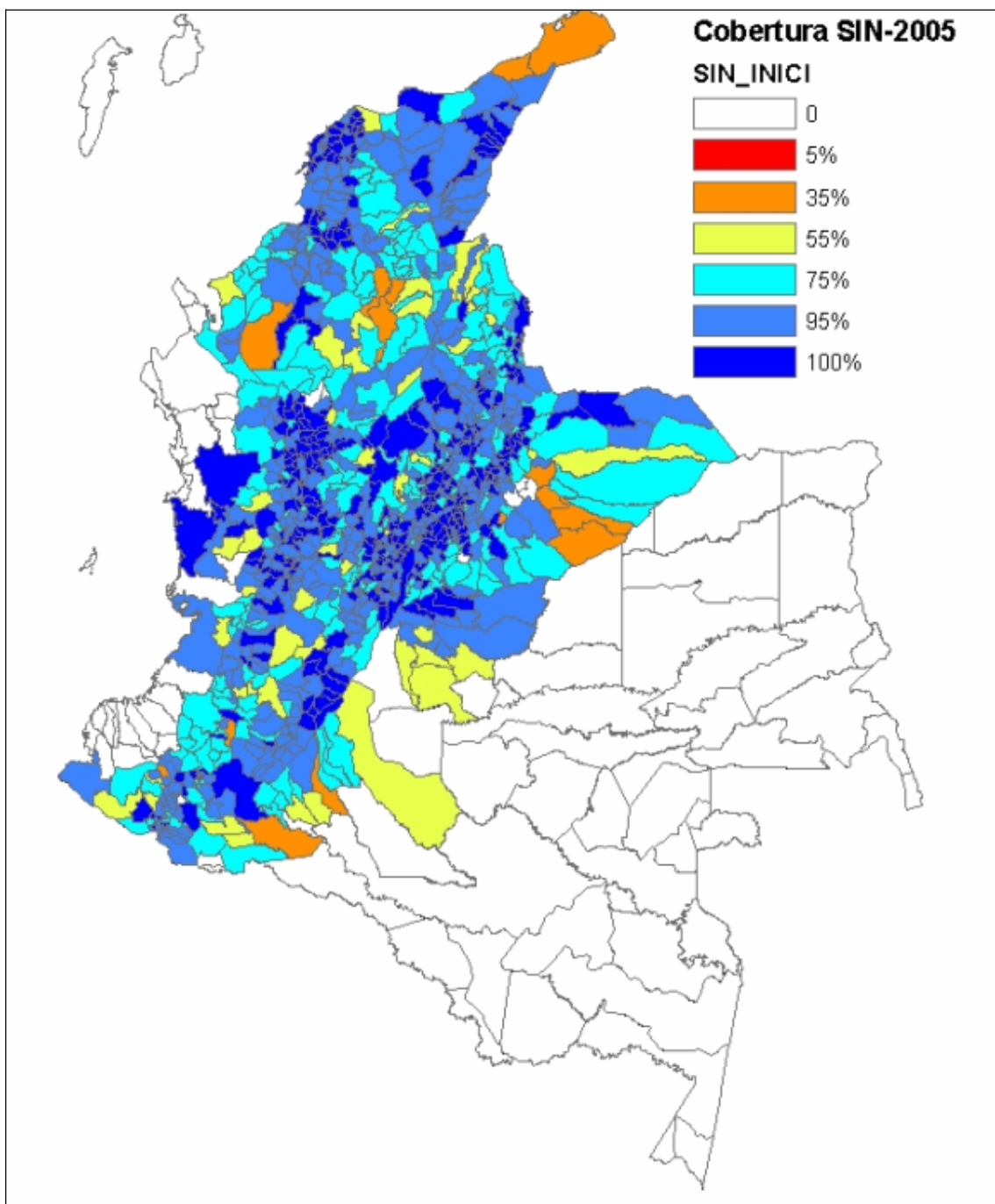
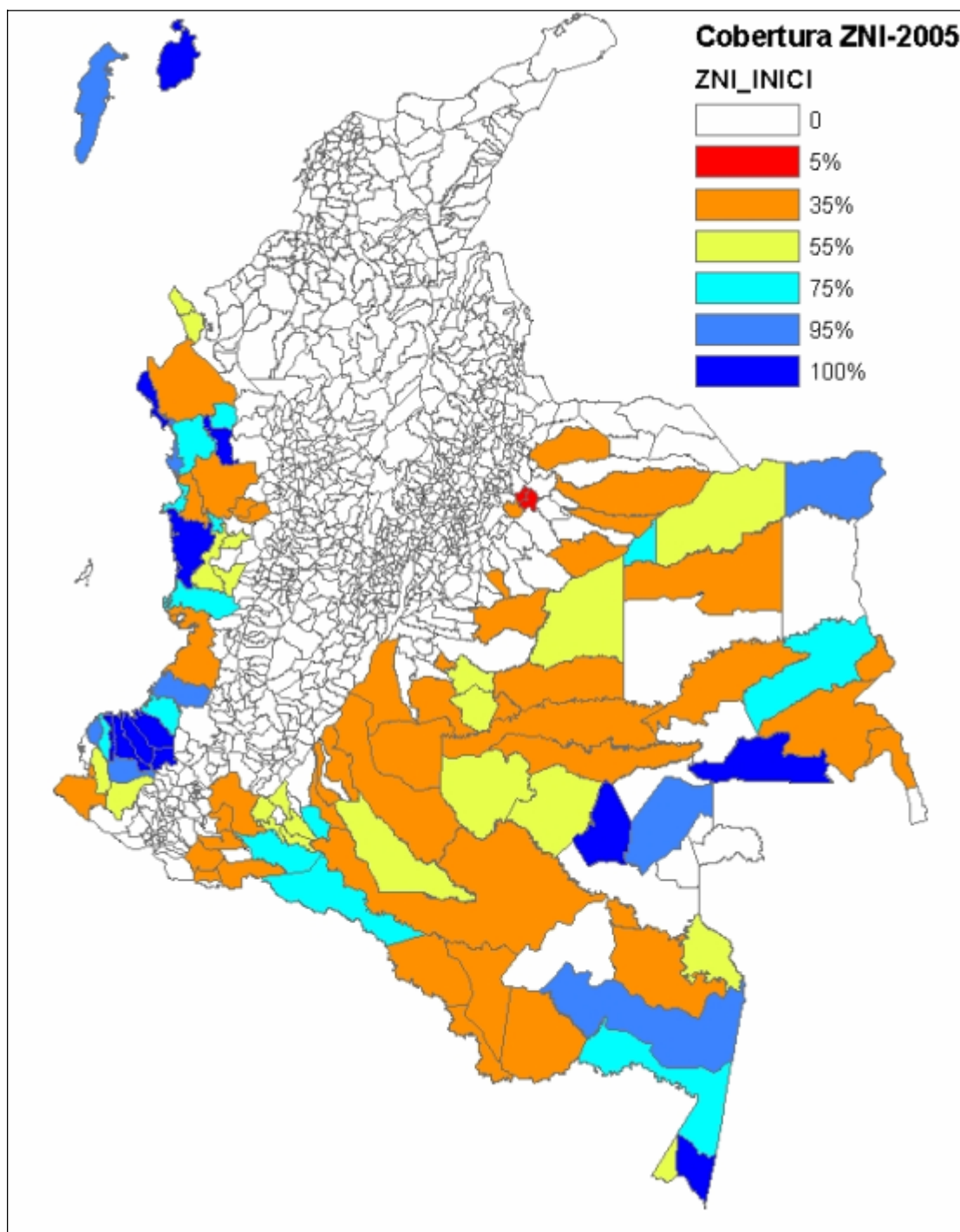
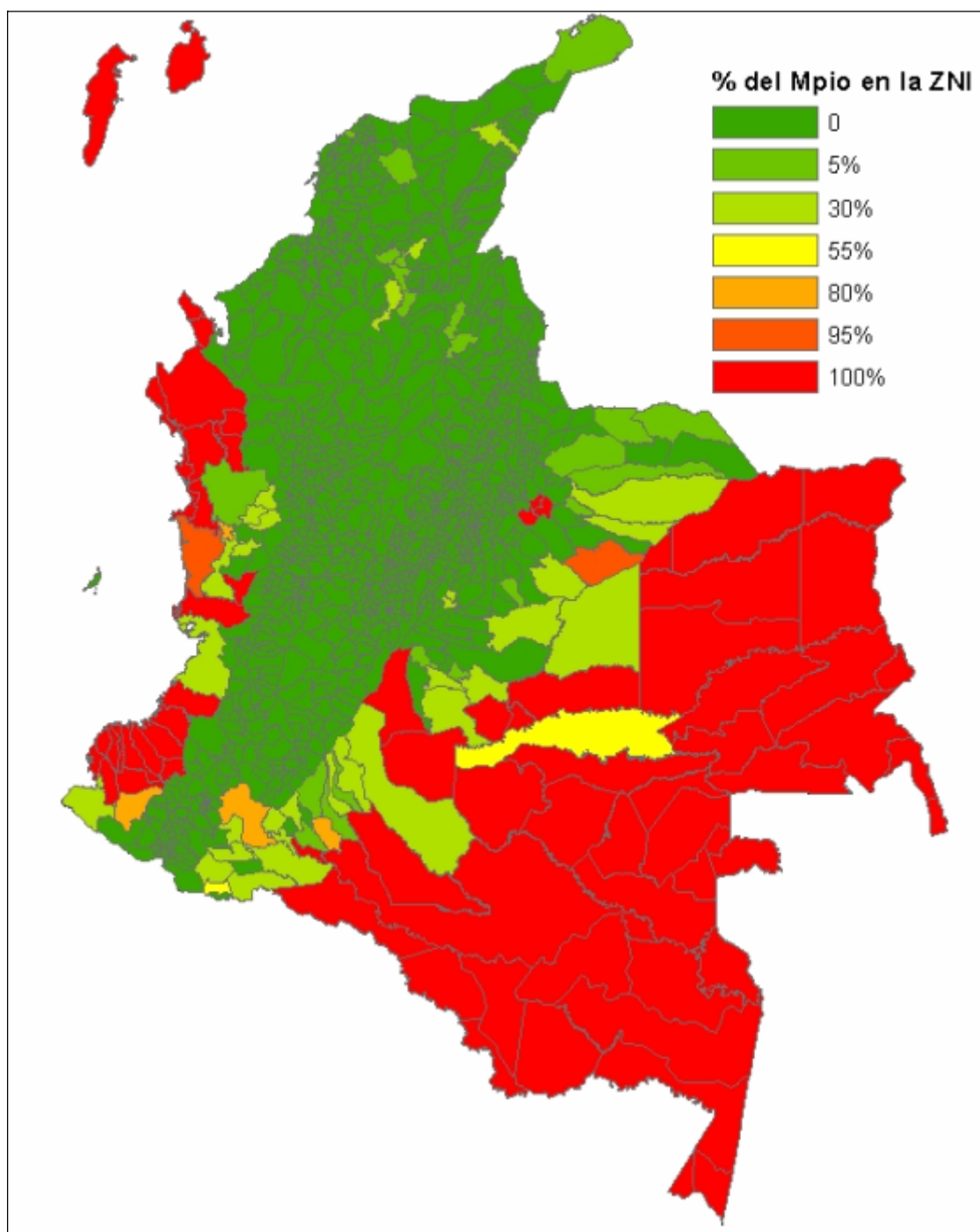


Figura 11 Cobertura de la ZNI por municipios -2005



Por inconsistencia en la información, los municipios de Santa Rita, San José de Ocune en el Vichada, Morichal en Guainía, Papunaja, Villa Fatima, Yavarate, Acaricuara y Pacua en Vaupes y Puerto Santander en Amazonas no presentan usuarios al 2005, por lo tanto su cobertura es 0%, por lo tanto no significa que se encuentren en el SIN.

Figura 12 % del Municipio que hacer parte de la ZNI



Alternativas para la prestación del servicio de electricidad

Los equipos, dispositivos o instalaciones actualmente disponibles en el mercado para la prestación del servicio de energía eléctrica a conjuntos poblacionales pequeños, con costos racionales; son fundamentalmente las líneas de conexión a un sistema eléctrico de tamaño suficiente para que las economías de escala permitan que la complejidad del mismo resulte en costos por usuario de magnitud adecuada; o plantas generadoras locales basadas en la tecnología más apropiada a cada caso.

En el caso Colombiano, el SIN compuesto de numerosos generadores, líneas y redes, cumple con las condiciones de costos adecuados por usuario para centros poblados grandes y medianos y por lo tanto se ha desarrollado satisfactoriamente en las regiones de relativamente alta densidad de población, como son la zona Andina y la Costa Atlántica. Por el contrario, en las regiones de población dispersa y principalmente en aquellas en que los centros poblados más grandes están alejados de las zonas cubiertas por el SIN, el costo de las líneas desde la subestación más cercana puede resultar más alto que el de generación local o inclusive puede no ser técnicamente factible alimentarlo mediante líneas de Nivel 2 de tensión y tengan que emplearse líneas de mayor voltaje.

El costo de líneas y equipos necesarios para la conexión es independiente de la cantidad del consumo pero dependiente de la longitud, por ello se determinó un costo comparativo con plantas de generación local y se desarrolló la metodología que se presenta en este documento. Resulta importante mencionar que para la demanda de las zonas rurales las líneas deben diseñarse lo más económicas posibles, pudiendo ser monofásicas en la mayoría de los casos, contrario a la costumbre de líneas trifásicas que se utilizan normalmente y que están probadas en el mundo.

Dentro de las alternativas diferentes a la conexión al sistema eléctrico usadas para prestar el servicio, están las plantas hidráulicas, los sistemas fotovoltaicos, las plantas térmicas con combustibles (gasolina, combustible Diesel (ACPM) o aquellos obtenidos a partir de biomasa), las plantas eólicas, las maremotrices y las geotérmicas. A continuación se presentan aquellas características de tales tecnologías que más inciden en su aplicación para el servicio de electricidad a los centros poblados en que la interconexión al SIN no es justificable o factible.

Las plantas hidráulicas para centros poblados pequeños, que son los que aún no tienen el servicio de electricidad, corresponden a la denominación de Micro Turbinas (1 a 100 kW) presentada en la Resolución CREG 033 de 2005 y en algunos casos en que varios centros poblados estén relativamente cercanos y se justifique el desarrollo de Mini Centrales (100 a 1000 kW) y líneas y redes de conexión constituyen posiblemente la mejor alternativa por el bajo costo por kWh; por lo tanto en la medida en que existan caídas de agua de suficiente altura y caudal la alternativa de planta local más adecuada es la hidroelectricidad. Usando los datos de la resolución antes mencionada el costo en \$/kWh de esta alternativa comparada con planta diesel es del orden de la mitad o la tercera parte.

En el caso de plantas con motores de explosión, las que usan gasolina, tanto por costos de inversión como por el combustible apenas son convenientes hasta capacidades de unos pocos kW y por lo tanto son descartadas para la prestación del servicio de electricidad aún en los centros poblados más pequeños, sirviendo entonces para soluciones de particulares a quienes les resulte conveniente autogenerar.

Las plantas que utilizan ACPM constituyen una solución que resulta técnica y prácticamente factible en todos o al menos la mayoría de los casos. La principal desventaja radica en el costo total (inversión, mantenimiento, administración y operación -incluidos los costos de combustible y lubricante-), y la contaminación por los gases resultantes de la combustión, aunque cuando se trata de plantas de capacidades pequeñas (menos de 100 kW) difícilmente se convierte en un problema real si se instalan adecuadamente los tubos de escape y la planta se ubica en las afueras del centro poblado.

De los sistemas fotovoltaicos a pesar del avance en la tecnología en los últimos años, que ha permitido aumentar la eficiencia con la consiguiente reducción en costos de inversión y áreas requeridas por kW, aún no es una tecnología muy competitiva frente a plantas convencionales hidroeléctricas o de combustibles fósiles. Para ilustrar lo anterior, los costos por kWh establecidos en la Resolución CREG 033 de 2005 para estos sistemas son aproximadamente unas 5 veces los de micro turbinas y de 1,7 a 2 veces los de plantas diesel de las capacidades requeridas para los casos considerados. La aplicación de esta tecnología para el servicio de energía eléctrica es por lo tanto descartada, siendo útil para soluciones individuales ó usos especiales de menor tamaño.

La definición de utilización de plantas de generación con biomasa al nivel del Plan presenta grandes dificultades ya que, aunque como se menciona en el documento 2019 Visión Colombia⁷ produce impactos económicos directos en la región tales como la generación de empleo y el cierre de ciclos productivos, requiere que las plantas sean de una capacidad importante no siendo factibles para centros poblados pequeños. Por otro lado, su costo por kWh y los beneficios de los impactos mencionados son altamente dependientes del tamaño, de la disponibilidad y costo de la materia prima (biomasa) siendo imposible hacer una comparación generalizada con otras fuentes. Esta tecnología por lo tanto debe ser considerada en aquellos casos específicos donde exista la posibilidad de disponer de cultivos que tengan usos productivos y que parcialmente o mejor aún sus desechos puedan ser utilizados para generación y que simultáneamente exista demanda de magnitud adecuada en forma relativamente concentrada.

En cuanto a las Plantas Eólicas, su utilización en zonas con vientos de velocidades apreciables y relativamente continuos puede resultar muy competitiva con plantas de otras tecnologías sobretodo cuando pueda asociarse con otros sistemas que den el respaldo en momentos de velocidades bajas o nulas. En caso contrario, el costo de las baterías e inversores

⁷ 2019 Visión Colombia II Centenario, Generar una Infraestructura Adecuada para el Desarrollo, DNP, Marzo 2006.

requeridos para garantizar la continuidad del servicio las tornan en no competitivas, no siendo por lo tanto atractivas si no en casos muy particulares.

Finalmente, tecnologías como las de plantas mareomotrices y geotérmicas son soluciones que requieren mayores detalles y corresponde a casos muy particulares.

7.2 Selección de alternativa: Interconexión a la red del SIN o generación localizada

Las alternativas elegidas para la elaboración del plan corresponden a la conexión con el SIN y a la generación local, ya que ésta última es factible prácticamente en cualquier sitio, aunque puede tener mayores costos en las zonas donde el transporte del combustible es particularmente difícil. Se pueden tener otras soluciones con las distintas fuentes renovables, sin embargo, la definición de las conveniencias económica y financiera, requiere de información más precisa que la presentada en los mapas generales de potenciales energéticos⁸ y de análisis específicos en cada caso para poder determinar sus costos con la aproximación requerida para ello.

Por lo anterior, se decidió considerar la alternativa de generación con plantas diesel como la alternativa para comparar con la interconexión a red, pero dejando claro que en los sitios donde las otras tecnologías resulten más convenientes o de menor costo para proyectos específicos, deberán utilizarse tales fuentes renovables prioritariamente sobre el diesel. Por lo tanto, esto no implica que el plan recomiende la instalación de plantas diesel en todos los casos, sino que deberá analizarse detalladamente la conveniencia de las tecnologías más adecuadas.

7.3 Costos para el Análisis comparativo y elección de la mejor alternativa

Para la comparación se consideran parámetros equivalentes para las dos alternativas. A continuación, se relacionan los supuestos y variables generales y comunes empleadas para el desarrollo del Plan:

- ✓ Para definir las demandas de potencia y energía se adelantó un estudio que considerando los consumos de subsistencia establecidos en las Resoluciones UPME, números 0355 de julio de 2004 y 0013 de enero de 2005, el informe del estudio titulado “Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector

⁸ Los potenciales energéticos se pueden consultar en los diferentes Atlás que se disponen en la página de la UPME.

privado” elaborado para la UPME por HAGLER BAILLY SERVICES A. y AENE CONSULTORIA S.A. y las experiencias de la UPME en proyectos de electrificación rural, determinó que los valores a considerar, por usuario, son los mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5 Consumo y demanda por usuario.

		Interconexión ó Diesel 24 h	Diesel 12 h
Consumo por usuario	kWh/mes	120	50
Demanda por usuario	W	700	700
Factor de Carga		0.238	0.099

Además, no se consideró crecimiento para las demandas ya que el crecimiento poblacional es incierto para las localidades a electrificar y por razones de ingreso no es de esperar que haya aumentos en los consumos individuales. En las actualizaciones del presente plan, se podrán revisar los consumos básicos de acuerdo con el desarrollo alcanzado por las diferentes localidades.

- ✓ 24 horas de servicio.
- ✓ 25 años de vida útil del proyecto
- ✓ Tasa de retorno de 16.06%
- ✓ Factor de inversión a anualidad 0.16457 para 25 años
- ✓ Los datos del índice de Precios al Productor (IPP), necesarios para la actualización de los costos de las resoluciones CREG, se obtuvieron de la página web del Dane Colombia. Los índices para diciembre de los años 2001 a 2005, con base 1,00 en Dic-2000, se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6 Índice de precios al productor –IPP

Año	IPP
2001	1,0693
2002	1,1685
2003	1,2354
2004	1,2927
2005	1,3194

- ✓ Factor de IPP 1.234, relación entre IPP de Dic-2001 y 2005
- ✓ Factor de IPP 1.0210, relación entre IPP de Dic-2004 y 2005

- ✓ Dado que no se tiene desagregado a nivel de centro poblado la cantidad de viviendas sin servicio, se supone que están repartidas uniformemente en el municipio, por tanto $VSSCP = VSS \text{ municipio} / \#CP \text{ municipio}$, siendo VSSCP: viviendas sin servicio en un centro poblado; CP: centro poblado.
- ✓ Los costos de las redes se calcularon con base a la Resolución CREG 082 de 2002 y los costos para las plantas se calculan con la información de la Resolución CREC 033 de 2005 y con la metodología de la cartilla CREG "Formularia tarifaria para el servicio de Energía Eléctrica en las ZNI".

A continuación se detalla para cada alternativa los costos estimados para realizar el Plan de Expansión de Cobertura.

7.3.1 Solución con Interconexión a la red del SIN

En esta solución, para cada centro poblado que no cuente con electricidad se plantea que a partir de la subestación más cercana y mediante un proceso gráfico basado en Sistemas de Información Geográfica que considera diferentes grados de dificultad por pendiente del terreno, cercanía a vías de acceso y ancho de los ríos a cruzar, se define la ruta que mejor se ajusta a tales condiciones y que sea la de mínimo costo, calculando longitud y costo total.

En cuanto a costos se encontró necesario, para que la comparación fuese equitativa, considerar como costo comparativo para la interconexión el conformado por:

- ✓ Inversión en transformación
- ✓ Inversión en la línea de media tensión en sí misma
- ✓ Inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1)
- ✓ Administración, operación y mantenimiento de los anteriores componentes
- ✓ Costo de la energía aguas arriba o sea los costos de generación, transmisión en el STN, y distribución en los Niveles 3 y 4.

Se consideró que los centros poblados que quedan a una distancia menor a 5 km de la subestación de 34,5/13.2 kV, se encuentran electrificados o le corresponderá al operador de red realizar las obras para llevarles el servicio; distancia que se definió con base en los Cargos Máximos Eficientes estipulados en la Resolución CREG 030 de 2003 y en los costos por kilómetro calculados para las líneas consideradas en el plan con base en los costos de Unidades Constructivas de la Resolución CREG 082 de 2002.

Adicionalmente, se estimó que en el caso de que el centro poblado se encuentre a una distancia de la subestación mayor a 100 kilómetros, debe descartarse la solución de interconexión, ya que en tal caso la regulación de voltaje solo permite la conexión de unos 75 usuarios, no resultando adecuada esta solución para longitudes mayores.

7.3.1.1 Las unidades constructivas que tienen aplicación en el plan

A partir de Costos de Unidades Constructivas para líneas y transformadores y de los cargos máximos para el Nivel 1 contenidos en la Resolución CREG 082 de 2002, se determinaron los costos utilizados para encontrar la mejor alternativa entre interconexión a la red vs generación con diesel.

Se determinó que con líneas de 13.2 kV es técnica y económicamente factible la electrificación de centros poblados que actualmente no tienen servicio; voltajes mayores eventualmente requeridos para centros poblados muy alejados deben ser electrificados con plantas locales de generación.

7.3.1.2 Costos de líneas de nivel de tensión 2

En la conexión al SIN se considera que el circuito es una derivación de un circuito existente de 13.2 kV y por lo tanto no se contempla costo de equipos de corte y protección pero sí de transformación.

Dada la naturaleza rural de los centros poblados a electrificar, se consideró adecuado para alimentar los centros poblados que lo requieran, el conductor tipo 1 (menor a 2/0 AWG en ACSR). Se determinó que es suficiente para el presente propósito considerar las líneas de 2 fases.

Resulta importante mencionar que para estos usos (baja demanda porque generalmente es para iluminación) las líneas deben diseñarse lo mas económicas posibles, pudiendo ser monofásicas en la mayoría de los casos, contrario a las líneas trifásicas que se utilizan normalmente. Los criterios técnicos considerados son: Regulación de voltaje $\leq 5\%$ y pérdidas $\leq 5\%$.

Se encontró adecuada para el bajo número de usuarios (según su demanda) y para longitudes menores a 100 km, seleccionar la línea de circuito sencillo – poste de concreto – rural – conductor tipo 1 con 2F, que corresponde a la unidad constructiva N2L12 con un costo por km instalado de \$18'834.000 a precios de 2001, que corresponde a un costo actualizado al año 2005 de \$ 23'241.156 por km.

Para los casos en los cuales el centro poblado exceda de 100 viviendas sin electrificar –VSScp-, se asume proporcionalmente la cantidad de líneas de 13.2 kV a utilizar. Así:

Criterio	# Líneas 13.2 kV
100 = VSScp	1
100 < VSScp <=200	2
200 < VSScp <=300	3
300 < VSScp <=400	4
400 < VSScp <=500	5
500 < VSScp <=600	6

Dada la imposibilidad práctica de determinar la capacidad disponible en cada uno de los transformadores potencialmente utilizables, a cada línea se le asigna el costo de transformación que corresponde a la demanda estimada para esa línea.

Con base a los costos de red (\$/km), se asumieron costos adicionales del km de red por aproximación a pendientes, ríos y vías, después de varias discusiones técnicas en el grupo de Cobertura y Fondos de la Subdirección de Planeación Energética, fueron las tres variables de mayor importancia para el objetivo del desarrollo del plan. En las siguientes tablas, se presentan dichos sobrecostos.

Tabla 7 Sobrecostos \$/km según la pendiente del terreno

	Criterio	Costo Miles\$/km
Pendiente Alta	> 30°	24'171
Pendiente Media	entre 10° y 30°	6'043
Pendiente Baja	< 10°	0
Sin pendiente (Plano)	0°	0

Tabla 8 Sobrecostos \$/km según la existencia de ríos según el caudal

	Criterio	Costo Miles \$/km
Río Principal	Alto Caudal	48'342
Río Secundario	Mediano Caudal	12'085
Otros Ríos	Bajo Caudal	0
Sin ríos		0

Tabla 9 Sobrecostos \$/km según la cercanía a las vías

	Criterio	Costo Miles\$/km
Vía Principal Pavimentada	distancia<12km	0
Vía Secundaria pavimentada	distancia<8 km	0
Carretera/Ferrocarril	distancia<4km	6'043
Sin vías		24'171

De acuerdo a los costos para comparación con generación local, y con el fin de encontrar los costos /km acumulados en cada uno de los centros poblados, se formulo lo siguiente en el modelo SIG:

$$\text{Costo_interconexión1} = 24'170.802 * 80\% + \$\text{Pendientes} + \$\text{Ríos} + \$\text{Vías} \text{ [$/km]}$$

Ahora, a este costo/km acumulado en cada centro poblado se le suma el costo por la inversión del transformador y Red + AOM + Energía Aguas Arriba = 1'977.024 \$/usuario, obteniendo el valor total que cuesta en cada centro poblado la conexión a la subestación con voltaje de 13.2 kV más cercana.

$$\text{Costo_interconexión} = 1'977.024 * \text{VSScp} + \text{Costo_interconexión1}$$

Donde VSScp, es la cantidad de viviendas sin servicio para un centro poblado.

7.3.1.3 Costos de transformadores de conexión al STN y de STR y/o SDL

De los datos de la Resolución 082 de 2002 que se indican a continuación, se consideraron adecuados los correspondientes a capacidades básicas 31 a 40 MVA con lado de alta en Nivel IV y 2.6 a 6 MVA para lado de alta en nivel III y se aproximó el costo a \$ 38000/MVA, que se corrigió dividiendo por un factor de potencia de 0.9 por los reactivos de la línea.

Tabla 10 Unidad constructiva: Transformador

Unidad Constructiva	Descripción	Valor Instalado (\$dic 2001/kVA)
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) de STR's y SDL, lado de alta en el Nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MVA	38.000
N3T2	Transformador trifásico (OLTC) de STR's y SDL, lado de alta en el Nivel III, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	37.000

Así, el costo del transformador utilizado para el Plan, con base en el costo 38000 \$/MVA actualizado a 2005 y un factor de potencia de 0.9, es de \$ 52.102/MW.

7.3.1.4 Costos AOM

Para activos de Nivel 2 la Resolución CREG 082 de 2002 estipula como AOM el 4% de costo de inversión.

7.3.1.5 Costos de Redes Nivel tensión 1

Dichos costos que se reconocen por la Resolución CREG 082 de 2002 como Cargos Máximos Eficientes por Inversión y por AOM, se indican en la Tabla 11.

Tabla 11 Costos reconocidos por la Res. CREG 082/2002 para redes rurales

	\$ de Dic de 2001 /kWh
Inversión redes rurales	38,8750
AOM redes rurales	5,3835

Así, al usar los cargos de la Res. 082 de 2002 para redes rurales actualizados a 2005 el costo de la red es de \$419.745 y el AOM de \$58.127

7.3.1.6 Costos de G+T+D3+D4

Como una base para la estimación del costo de energía aguas arriba de la conexión, requerida para el análisis comparativo de interconexión con plantas locales para los centros poblados, se realizaron ejercicios con tarifas de diferentes empresas para el 2005, a partir de los cuales se estimó una tarifa de **\$167/kWh** que comprende los costos de generación, transmisión con sus pérdidas, otros costos y distribución niveles 3 y 4, así.

D3+D4=	52 \$/kwh
G+T =	110 \$/kwh
Otros* =	5 \$/kwh

Basados en la tarifa de 167 \$/kWh, el costo de la energía aguas arriba tomado como el costo de “inversión” capitalizado durante los 25 años considerados para los proyectos del plan es de **1'461.221 \$/KWh** por usuario.

7.3.1.7 Resumen Costos Comparativos para Interconexión al SIN

En la Tabla 12, se presentan los costos comparativos utilizados para la alternativa de Interconexión al SIN.

Tabla 12 Resumen costos comparativos para interconexión al SIN

		\$/usuario 2005	\$/km 2005
Inversión transformador	\$/kw	36.472	
AOM transformador (4%)		1.459	
Inversión línea	\$/km		23'241.156
AOM línea (4%)			929.646
Red	\$/kwh	419.745	
AOM red (Res.82/02)		58.127	
Energía Aguas Arriba		1'461.221	
Total Costo Comparativo		1'977.024	24'170.802

7.3.2 Solución con Generación Local

Los costos comparativos se definieron con base en los costos por usuario obtenidos a partir de los costos por kWh definidos en la Resolución CREG 033 de 2005, suponiendo condiciones iguales a las del SIN, en particular, en cuanto a consumo y potencia por usuario (120 kWh-mes y 0.7 kW) y suministro 24 horas al día. Adicionalmente se consideraron los costos de combustible a precios de mercado internacional, ya que la comparación de las dos alternativas en cada centro poblado es económica.

Los costos de la generación local comprenden:

- ✓ Inversión en plantas
- ✓ Inversión en redes de Nivel 1
- ✓ Mantenimiento, administración, combustibles y lubricantes de las Plantas y el AOM de las redes.

Estos costos se tomaron igualmente en valor presente, considerando un horizonte de 25 años y la tasa de retorno utilizada para la interconexión y una vida para las plantas de 5 años. Es decir se evalúan las alternativas en igualdad de condiciones.

En el caso de plantas diesel, se consideró que cada centro poblado que no cuenta con electricidad se alimentará con una planta propia y no habrá líneas para llevar energía a otros centros poblados, debido al alto costo que representa para el país la generación con diesel. Una interconexión de centros poblados significa pérdidas de energía en la red que al final es pérdida de diesel.

Se supone que los centros poblados que se encuentren a menos de 1 km de una planta diesel ya tienen el servicio de energía eléctrica o le corresponde a la empresa prestadora del servicio.

7.3.2.1 Costos de Inversión y AOM para plantas Diesel

Teniendo en cuenta que la mayoría de los centros poblados son de pocos usuarios y que en el caso de aquellos que excedan tal capacidad, será conveniente trabajar con más de una planta, prefiriendo utilizar la combinación razonable de varias unidades desde 30 hasta 200 kW.

Se consideraron plantas con dichas capacidades ya que los tamaños más bajos son costosos y tamaños más altos no corresponden a casos reales de aumento de cobertura. Los costos por kWh tanto para inversión como AOM para las plantas consideradas, se muestran en la Tabla 13 y los costos de la inversión en los 25 años para la comparación con interconexión, en la Tabla 14.

Tabla 13 Costos de Inversión y Mantenimiento \$/kWh de dic/2004, Res. 033/2004

kW nominal	Inversión/kwh (24 h)	Inversión/kwh (12 h)	Mantenimiento
20	362.75	371.89	96.08
25	297.62	305.25	79.37
30	258.33	265.11	69.62
35	224.96	230.92	60.87
40	198.38	203.67	53.78
50	173.55	178.40	48.04
55	163.40	168.04	45.57
75	132.20	136.12	37.60
115	121.18	125.19	36.30
150	113.52	117.46	34.81
200	94.42	97.76	29.24

7.3.2.2 Costos de Administración y Mantenimiento excepto combustibles y lubricantes

Los costos de administración de planta se estiman como el 10% de los costos de combustibles, de acuerdo con el proyecto de Resolución de la CREG para la ZNI. Los datos de mantenimiento que depende del tamaño de planta y tiempo de servicio se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 Datos de plantas Diesel para comparación

Demanda por Usuario		0,7 Tasa Descuento (Wacc			0,1606 Factor Anualidad		0,30584
Vida Proyecto Años		25 Vida Planta Años			5 Factor Capitalizaci		6,0763
No. Usuarios	CEC: Consumo Especifico del Combustible gal/kWh	CEL: Consumo Especifico de Lubricante gal/kWh	Composición Plantas kW nominal	Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Costo planta diesel a 2006	Inversión 24 Horas \$/kWh	Mantenimiento \$/kWh
10	0,0885	0,001226	30.	30	68.893.784	128.028.618	71,08
43	0,0885	0,001226	50.	50	77.139.810	143.352.602	49,05
71	0,0885	0,001226	2*30	60	137.787.568	256.057.236	71,08
86	0,0885	0,001226	30+50	80	146.033.594	271.381.221	60,07
114	0,0885	0,001226	50+75	125	165.280.543	307.148.748	43,72
179	0,0885	0,001226	2*75	150	176.281.466	327.592.291	38,39
214	0,08175	0,001226	75+115	190	212.024.023	394.014.395	37,74
271	0,075	0,001226	2*115	230	247.766.579	460.436.499	37,09
329	0,08175	0,001226	75+200	275	256.012.605	475.760.484	34,12
393	0,075	0,001226	115+200	315	291.755.161	542.182.588	33,47
450	0,075	0,001226	2*200	400	335.743.743	623.928.676	29,85
571	0,075	0,001226	115+2*200	515	459.627.032	854.146.926	29,85
736	0,075	0,001226	3*200	600	503.615.614	935.893.015	29,85
857	0,075	0,001226	115+3*200	715	627.498.904	1.166.111.264	29,85
1021	0,075	0,001226	4*200	800	671.487.486	1.247.857.353	29,85
1143	0,075	0,001226	5*200	1000	839.359.357	1.559.821.691	29,85
1429	0,075	0,001226	6*200	1200	1.007.231.229	1.871.786.029	29,85
1714	0,075	0,001226	7*200	1400	1.175.103.100	2.183.750.367	29,85
2000	0,075	0,001226	8*200	1600	1.342.974.972	2.495.714.706	29,85
2286	0,075	0,001226	9*200	1800	1.510.846.843	2.807.679.044	29,85
2571	0,075	0,001226	10*200	2000	1.678.718.715	3.119.643.382	29,85
2857	0,075	0,001226	12*200	2400	2.014.462.458	3.743.572.058	29,85
3429	0,075	0,001226	14*200	2800	2.350.206.201	4.367.500.735	29,85
4000	0,075	0,001226	16*200	3200	2.685.949.944	4.991.429.411	29,85

7.3.2.3 Costos de Combustible y lubricante

A partir de la información sobre costos de combustible para motores diesel (ACPM) a precios internacionales y de electrocombustibles y teniendo en cuenta la estructura de costos de la UPME se calcularon los costos de combustible a nivel mayorista, que se presentan a continuación.

Tabla 15 Costo de combustible a nivel mayorista en \$/galón

ítem	ACPM a precio internacional	Electrocombustible
Ingreso al productor	4359.88	2159.97
Tarifa de marcación	3.50	-
Impuesto global	784.78	-
Impuesto a las ventas	697.58	345.60
Precio de venta al distribuidor mayorista	5845.74	2505.57
Margen mayorista	313.35	182.20
Precio de venta en planta de abasto mayorista	6159.09	2687.77

El costo de lubricante por galón se estimó con base al precio al detal en Bogotá reduciéndolo en un 40% que se estima corresponde a transportes y márgenes de comercialización e incrementándolo en los costos de transporte. Se considera una razonable aproximación para un valor que por el bajo consumo (una centésima parte del consumo de combustible) apenas representa un 3 a 5% del costo de combustible, así el costo de Lubricante es de \$18.720 por galón.

A partir de la tabla de tarifas de transporte por poliductos⁹ -Tabla 16-, se extractaron los sitios que se consideraron probables como planta de abasto para los centros poblados a electrificar.

Con base en los costos de transporte por poliductos y desde planta de abasto al sitio, se determinaron costos promedio por galón para cada departamento y a partir de ellos los costos totales del galón de combustible en sitio tanto a precios internacionales como los del electrocombustible.

Los costos desde la planta de abasto a cada sitio, se calcularon con base a la información del IPSE y con la estimación de distancias media para cada departamento en el caso en que no figuraba información para el departamento. Ver Tabla 17

⁹ Fuente UPME

Tabla 16 Tarifas de transporte de combustible por poliductos en \$/galón

Sitio de Entrega	2005	2006
B/MANGA	104,13	108,81
LIZAMA	44,01	45,99
SEBASTOPOL	117,78	123,08
TOCANCIPA	260,68	272,41
PTO. NIÑO	142,25	148,65
MANSILLA-CONSORCIO	244,06	255,04
PUENTE ARANDA	260,68	272,41
SALGAR	162,09	169,38
MARIQUITA	180,11	188,22
GUALANDAY	223,02	233,05
NEIVA	280,62	293,24
LA PINTADA	236,47	247,12
MEDELLIN	224,12	234,21
CARTAGO	255,14	266,62
BUGA	275,36	287,75
MULALO	285,17	298,01
YUMBO	286,16	299,04
BUENAVENTURA	327,15	341,87
BUENAVENTURA/YUMBO	368,14	384,70
MANIZALES	255,14	266,62
PEREIRA	255,14	266,62

Tabla 17 Costo promedio de Combustible y Lubricante en Sitio en \$ por galón

Departamento	Costo Transporte	Costo Combustible incluido transporte		Costo Lubricante incluido transporte
		Precio Internacional	Precio electrocombustible	
Antioquia	\$ 1.841,87	\$ 8.021,87	\$ 4.531,87	\$ 20.561,87
Atlántico	\$ 1.413,94	\$ 7.593,94	\$ 4.103,94	\$ 20.133,94
BOGOTA D.C.	\$ 602,31	\$ 6.782,31	\$ 3.292,31	\$ 19.322,31
Bolívar	\$ 1.428,41	\$ 7.608,41	\$ 4.118,41	\$ 20.148,41
Boyacá	\$ 3.351,48	\$ 9.531,48	\$ 6.041,48	\$ 22.071,48
Caldas	\$ 376,58	\$ 6.556,58	\$ 3.066,58	\$ 19.096,58
Caquetá	\$ 3.999,03	\$ 10.179,03	\$ 6.689,03	\$ 22.719,03
Cauca	\$ 1.208,54	\$ 7.388,54	\$ 3.898,54	\$ 19.928,54
Cesar	\$ 2.978,94	\$ 9.158,94	\$ 5.668,94	\$ 21.698,94
Córdoba	\$ 2.797,78	\$ 8.977,78	\$ 5.487,78	\$ 21.517,78
Cundinamarca	\$ 602,31	\$ 6.782,31	\$ 3.292,31	\$ 19.322,31
Choco	\$ 2.978,94	\$ 9.158,94	\$ 5.668,94	\$ 21.698,94
Huila	\$ 403,21	\$ 6.583,21	\$ 3.093,21	\$ 19.123,21
La Guajira	\$ 4.273,07	\$ 10.453,07	\$ 6.963,07	\$ 22.993,07
Magdalena	\$ 2.436,63	\$ 8.616,63	\$ 5.126,63	\$ 21.156,63
Meta	\$ 2.502,04	\$ 8.682,04	\$ 5.192,04	\$ 21.222,04
Nariño	\$ 1.076,00	\$ 7.256,00	\$ 3.766,00	\$ 19.796,00
Norte de Santander	\$ 1.428,41	\$ 7.608,41	\$ 4.118,41	\$ 20.148,41
Quindío	\$ 376,58	\$ 6.556,58	\$ 3.066,58	\$ 19.096,58
Risaralda	\$ 376,58	\$ 6.556,58	\$ 3.066,58	\$ 19.096,58
Santander	\$ 768,61	\$ 6.948,61	\$ 3.458,61	\$ 19.488,61
Sucre	\$ 2.907,75	\$ 9.087,75	\$ 5.597,75	\$ 21.627,75
Tolima	\$ 298,18	\$ 6.478,18	\$ 2.988,18	\$ 19.018,18
Valle	\$ 451,83	\$ 6.631,83	\$ 3.141,83	\$ 19.171,83
Arauca	\$ 830,04	\$ 7.010,04	\$ 3.520,04	\$ 19.550,04
Casanare	\$ 830,04	\$ 7.010,04	\$ 3.520,04	\$ 19.550,04
Putumayo	\$ 5.703,43	\$ 11.883,43	\$ 8.393,43	\$ 24.423,43
San Andres y Providencia	\$ 3.338,36	\$ 9.518,36	\$ 6.028,36	\$ 22.058,36
Amazonas	\$ 9.450,12	\$ 15.630,12	\$ 12.140,12	\$ 28.170,12
Guainia	\$ 602,31	\$ 6.782,31	\$ 3.292,31	\$ 19.322,31
Guaviare	\$ 9.450,12	\$ 15.630,12	\$ 12.140,12	\$ 28.170,12
Vaupés	\$ 9.450,12	\$ 15.630,12	\$ 12.140,12	\$ 28.170,12
Vichada	\$ 830,04	\$ 7.010,04	\$ 3.520,04	\$ 19.550,04

7.4 Costos para valorar el Plan

7.4.1 Solución con Interconexión a la red del SIN

Los costos para valorar el plan a diferencia de los costos para comparar las dos posibles alternativas planteadas, incluyen solo inversión inicial (manteniendo sus valores), es decir, se excluye la parte no financiable por los fondos de acuerdo a la ley: Administración, Operación y Mantenimiento -AOM, así como el costo de energía aguas arriba, en la Tabla 18, se presentan los costos utilizados.

Tabla 18 Resumen Costos para valorar la alternativa de Interconexión a la red

		\$/usuario	\$/km
Inversión transformador	\$/kw	36.472	
AOM transformador (4%)		-	
Inversión línea	\$/km		23'241.156
AOM línea (4%)			-
Red	\$/kwh	419.745	
AOM red		-	
Energía Aguas Arriba		-	
Total Costo para Valorar		456.217	23'241.156

7.4.2 Solución con Generación Local

Los costos para valorar el plan a diferencia de los costos para comparar las dos posibles alternativas planteadas (Interconexión a Red vs planta Diesel), incluyen solo la inversión de la primera planta diesel del periodo evaluado, es decir, no incluyen la parte no financiable de acuerdo a la ley: Administración, Operación y Mantenimiento AOM, ni Reposición ni transporte de combustible.

El costo de inversión se refiere a la infraestructura necesaria para prestar el servicio durante 12 horas al día, lo que implica una vida útil de 10 años pero con mantenimiento mayor a los 5 años. Se considera combustible subsidiado (electrocombustible), consumo por usuario 60 kWh-mes, y la demanda por usuario correspondiente. Estos costos se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19 Datos de plantas Diesel para valoración

Demanda por Usuario		0,6		Tasa Descuento (Wacc)	0,1606		Factor Anualidad	0,20736	
Vida Proyecto Años		25		Vida Planta Años	10		Factor Capitalizac	6,0763	
No. Usuarios	CEC: Consumo Especifico del Combustible gal/kWh	CEL: Consumo Especifico de Lubricante gal/kWh	Composición Plantas kW nominal	Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Costo planta diesel a 2006	Inversión 12 Horas \$/kWh	Mantenimiento \$/kWh		
10	0,0885	0,001226	30.	30	68.893.784	86.805.914	71,08		
50	0,0885	0,001226	50.	50	77.139.810	97.195.875	49,05		
83	0,0885	0,001226	2*30	60	137.787.568	173.611.827	71,08		
100	0,0885	0,001226	30+50	80	146.033.594	184.001.789	60,07		
133	0,0885	0,001226	50+75	125	165.280.543	208.252.874	43,72		
208	0,0885	0,001226	2*75	150	176.281.466	222.113.997	38,39		
250	0,08175	0,001226	75+115	190	212.024.023	267.149.486	37,74		
317	0,075	0,001226	2*115	230	247.766.579	312.184.975	37,09		
383	0,08175	0,001226	75+200	275	256.012.605	322.574.937	34,12		
458	0,075	0,001226	115+200	315	291.755.161	367.610.426	33,47		
525	0,075	0,001226	2*200	400	335.743.743	423.035.877	29,85		
667	0,075	0,001226	115+2*200	515	459.627.032	579.128.365	29,85		
858	0,075	0,001226	3*200	600	503.615.614	634.553.816	29,85		
1000	0,075	0,001226	115+3*200	715	627.498.904	790.646.304	29,85		
1192	0,075	0,001226	4*200	800	671.487.486	846.071.755	29,85		
1333	0,075	0,001226	5*200	1000	839.359.357	1.057.589.693	29,85		
1667	0,075	0,001226	6*200	1200	1.007.231.229	1.269.107.632	29,85		
2000	0,075	0,001226	7*200	1400	1.175.103.100	1.480.625.571	29,85		
2333	0,075	0,001226	8*200	1600	1.342.974.972	1.692.143.509	29,85		
2667	0,075	0,001226	9*200	1800	1.510.846.843	1.903.661.448	29,85		
3000	0,075	0,001226	10*200	2000	1.678.718.715	2.115.179.387	29,85		
3333	0,075	0,001226	12*200	2400	2.014.462.458	2.538.215.264	29,85		
4000	0,075	0,001226	14*200	2800	2.350.206.201	2.961.251.141	29,85		
4667	0,075	0,001226	16*200	3200	2.685.949.944	3.384.287.018	29,85		

7.5 Asignación de Recursos y Aumento de cobertura

Si bien, el Estado es el responsable de la prestación del servicio de electricidad a todos los ciudadanos colombianos, los operadores de red tienen una clara responsabilidad en la prestación del servicio que se deriva de lo expresado en la tarifa, por ello en el presente plan se calculó en forma muy aproximada, cuánto debe ser la inversión pública con base a los recursos de inversión disponibles en los fondos para el quinquenio y cuánto la inversión privada que corresponde prácticamente a los OR's.

Los recursos de inversión pública para el quinquenio se derivan de la sumatoria de los recursos anuales que se destinan a la cofinanciación de proyectos para el sistema interconectado y para el no interconectado, como son FAER, FAZNI y Regalías.

Teniendo en cuenta la propia destinación de los fondos, los recursos del FAER se aplican para los costos correspondientes a Interconexión al SIN y los del FAZNI a los costos acumulados por la solución de plantas de generación local. Los recursos disponibles por regalías se acumulan proporcionalmente a los recursos respectivos.

7.5.1 Inversión del Sector Privado

De acuerdo a los criterios técnicos establecidos en este plan, los operadores de red, deberían invertir en la infraestructura necesaria para brindar el servicio a las viviendas que se encuentran bien a una distancia menor de 5 km de una subestación de 34.5/13.2 kV para el SIN o de 1 km de la planta diesel para la ZNI. Definiéndose así para cada municipio y cada departamento el total de los costos que podrían asumir los diferentes OR's, esta inversión se reconocería en las tarifas.

7.5.2 Inversión del Sector Público

Para los centros poblados que se encuentran a distancias superiores a 5 km de la subestación o 1 km de la planta diesel, le correspondería al Estado hacer la inversión de las obras necesarias para llevarles el servicio.

El Estado dispone de fondos de inversión (FAER, FAZNI y FNR lo correspondiente para el sector energía), se supone que su vigencia sea hasta el año 2010 y que cada año se recaude un valor similar al del 2005 como se observa en la Tabla 20.

Tabla 20 Recursos disponibles en los fondos - Millones \$

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	Total
Faer	48.739	48.739	48.739	48.739	48.739	243.693
FNR-Faer	19.620	19.620	19.620	19.620	19.620	98.100
Fazni	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	150.000
FNR_Fazni	19.620	19.620	19.620	19.620	19.620	98.100
Total quinquenio						589.893

7.5.3 Criterios para la distribución de los recursos públicos

Teniendo en cuenta que los recursos de la ZNI se destinen no solo al aumento de cobertura sino también a la inversión en nueva infraestructura y a la reposición y/o mejoramiento de la infraestructura existente, se hace el supuesto que el 50% de los recursos del FAZNI se dirigen a este objetivo.

La distribución de los recursos públicos se hace de manera similar al establecido para la asignación de recursos del FAER (Acuerdo 006 del 2005 del CAFAER), teniendo en cuenta el NBI (índice de Necesidades Básicas Insatisfechas), el déficit de cobertura y la cantidad de nuevos usuarios de cada municipio en la proporción que se muestra en la Tabla 21, calculándose un índice de distribución de recursos por cada municipio para posteriormente agregarse a nivel departamental y nacional los recursos públicos..

Tabla 21 Variables para el índice de distribución de recursos públicos

X: NBI	0,4
Y: Déficit cobertura	0,6
	1

Una vez definidos para cada municipio los recursos disponibles para el quinquenio, se estima la cantidad de viviendas posibles a electrificar con dichos recursos, lo que corresponde a una adjudicación de recursos priorizando los proyectos con un criterio socio económico, que considera no solo su costo sino la situación de pobreza de cada municipio, incorporando el principio de igualdad. Esta estimación se realiza teniendo en cuenta que a la fecha no se tienen los datos de población por centro poblado.

En el caso de disponer de datos de viviendas sin servicio por centro poblado, el cálculo de las viviendas sin servicio a electrificar se hará mediante la comparación del acumulado secuencial de la lista de centros poblados ordenada por costos unitarios, con el monto total de recursos disponibles en el quinquenio, comparación que define el último proyecto a incluir, cuando se igualen costos y recursos. Esto daría un número mayor de viviendas a electrificar, ya que se usarían costos crecientes en lugar de un promedio, lo cual muestra que esta estimación preliminar de expansión de este Plan es

conservadora o sea que arroja valores de cobertura al final del período inferiores a los que resultarían con información más detallada.

Por último, se acumulan los costos elegidos para cada alternativa (con base a los costos para valorar el plan) de los distintos centros poblados a nivel municipal, en forma separada según correspondan a solución con planta local o interconexión, para luego agruparse por departamento y país.

7.5.4 Aumento de Cobertura

A la cantidad de viviendas a electrificar con los recursos del Estado, se agregan aquellas que deben ser electrificadas por los OR's y que se supone se efectuarán dentro del quinquenio, calculando así el total de cobertura alcanzable al 2010.

8 ANÁLISIS Y MODELAMIENTO SIG

Con el objeto de automatizar esta metodología y de plantear soluciones basadas en la ubicación geográfica de la población, de la infraestructura de nivel 2 reportada por el Operador de Red y de las plantas diesel, se desarrollo el modelo para el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura –PIEC-, basado en Sistemas de Información Geografico –SIG-. En el cual se combinan las variables alfanuméricas establecidas en la metodología, con la información espacial.

El modelo SIG considera diferentes grados de dificultad de ejecución de la infraestructura expresada en mayores costos por pendiente del terreno, cercanía a vías y ancho de los ríos, encontrando la distancia de costo mínimo desde un centro poblado a la subestación o planta más cercana, calculando además la distancia en kilómetros y su costo acumulado.¹⁰

Dicha metodología, se implementó en Model Builder de ArcGis 9.2, el cual permite modificar cuantas veces sea necesario los valores de las variables correspondientes a los supuestos indicados y hacer sensibilidades.

El modelo necesita de información básica como: centros poblados, vías, ríos, pendientes, municipios, subestaciones, plantas diesel y las constantes establecidas anteriormente como se observa en el flujo de datos de la Figura 13. Para agilidad en tiempo de ejecución del modelo, éste se desarrollo en 3 etapas.

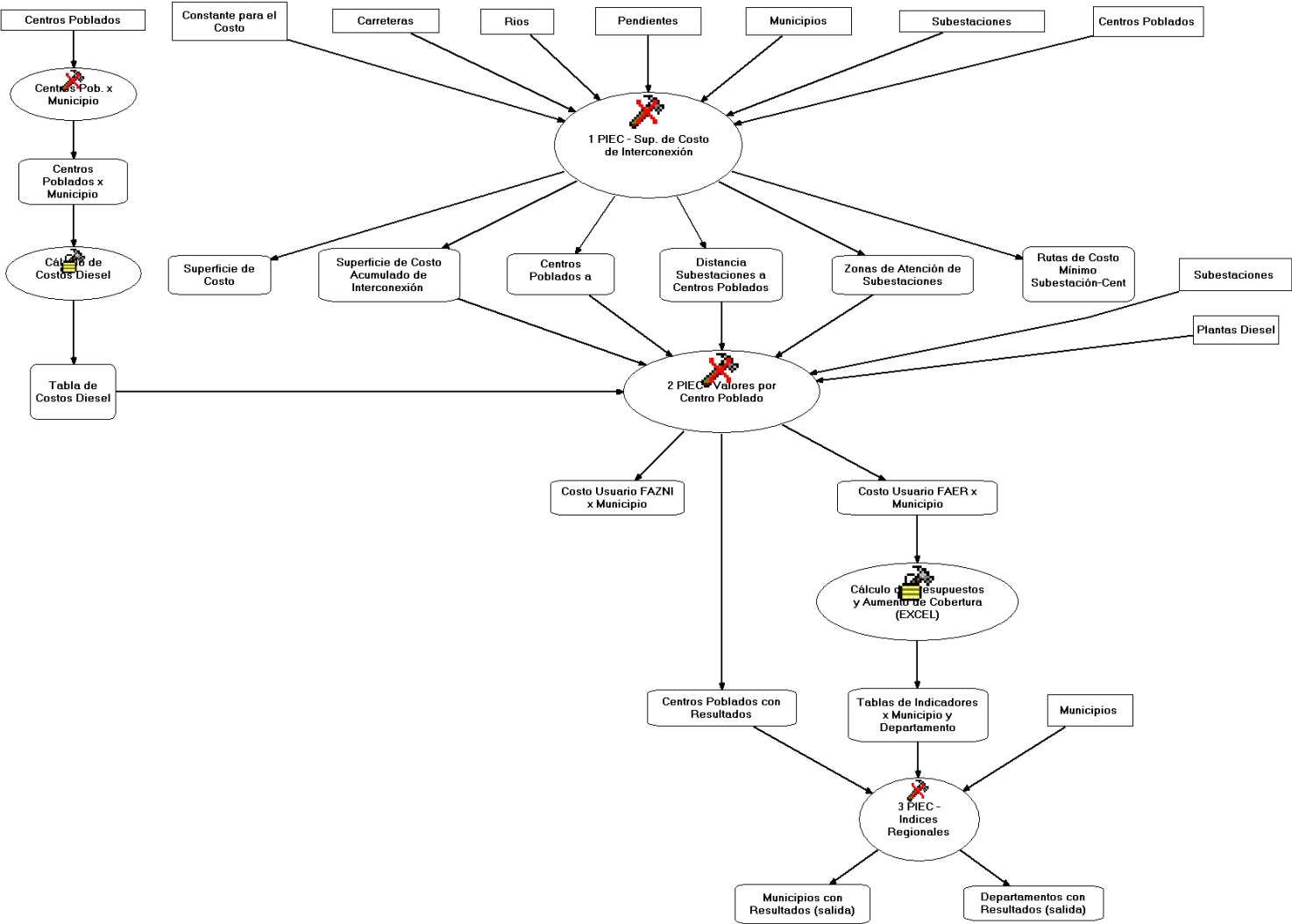
La primera etapa corresponde al calculo de la superficie de costos de interconexión donde se obtiene como principales resultados: la zona de atención de cada subestación y las rutas de mínimo costos con la distancia de cada centro poblado a la subestación.

En la segunda etapa, se comparan las alternativas (interconexión a red vs generación local con diesel) y se elige la más económica para cada centro poblado. Luego, se calcula el costo de inversión para la solución elegida, es decir se descuenta los costos AOM, reposición, etc, como se explicó en el capítulo de costos para valorar. Adicionalmente, cada centro poblado se marca dependiendo de la alternativa elegida, si fue conexión a la subestación (“S”) o instalación de planta diesel (“D”), esta señalización corresponde a los centros poblados que serían responsabilidad del Estado. Similarmente se hace para las soluciones que corresponderían al operador de red, si la solución es con Red (“XS”) o Diesel (“XD”), se excluyen los centros poblados que ya tienen servicio o que por errores de información presentan déficit de cobertura cero. Adicionalmente, se calculan los costos unitarios FAER y FAZNI que sirven para la distribución de los recursos de los fondos.

¹⁰ Cuando se disponga de mayor información de detalle, se pueden obtener las rutas óptimas o diseños de redes de distribución.

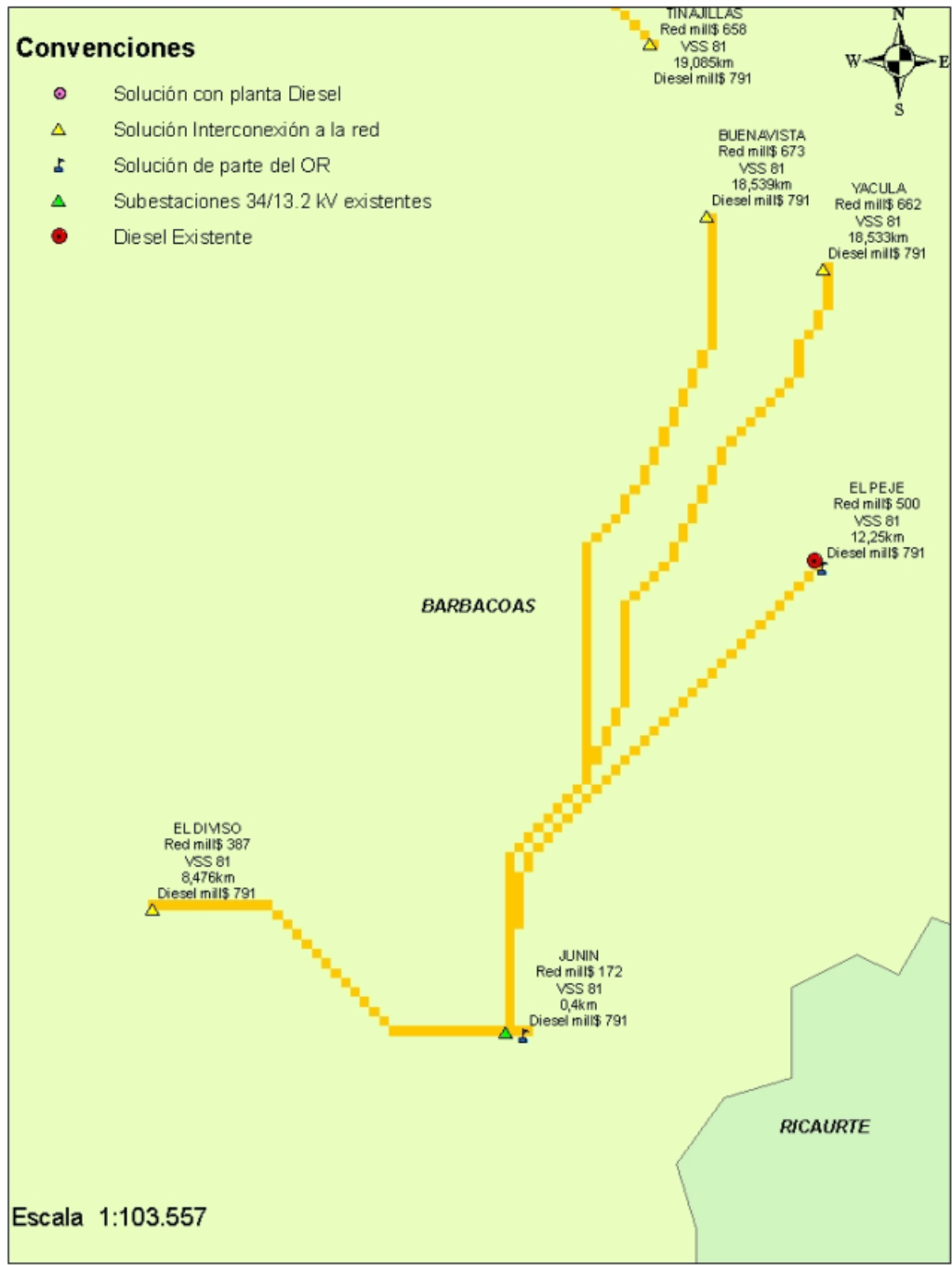
En la tercera etapa, se calculan los índices regionales es decir, con base a la clasificación de la segunda etapa, se agrupan los costos según corresponda en inversión pública ó inversión privada. Dado que los recursos disponibles en los fondos no son suficientes para alcanzar el 100% de cobertura en este quinquenio, de acuerdo al criterio de priorización explicado en el ítem 1.6 se calcula cuánto sería el posible aumento de cobertura con dichos recursos bien por municipio, departamento y total nacional.

Figura 13 Flujo de datos en el modelo SIG



Así, el modelo calcula por centro poblado la longitud para llegar a la subestación más cercana y el costo acumulado para Interconectarse al SIN, además del costo para la instalación de una planta de generación diesel, y de acuerdo con la metodología establecida elige la alternativa más conveniente con base en el menor costo económico para cada uno de ellos. En la Figura 14 se muestra un ejemplo del resultado para algunos centros poblados del municipio de Barbacoas – Nariño.

Figura 14 Resultado del Modelo SIG en centros poblados del municipio de Barbacoas-Nariño.



Los resultados generales del modelo serán:

- ✓ Cuánto le costaría al Estado (si fuera su total responsabilidad) alcanzar el 100% de cobertura.
- ✓ Población susceptible de interconectarse y aquella que debe continuar con prestación de servicio localizado en este quinquenio.
- ✓ De acuerdo a los recursos acumulados de los fondos existentes, la distribución en cada municipio/departamento al 2010.
- ✓ El aumento de cobertura que se alcanzaría con dichos recursos.
- ✓ El costo de la inversión privada y su correspondiente aumento de cobertura
- ✓ El impacto del plan, en las tarifas de cada operador de red
- ✓ En el próximo capítulo, se muestran los resultados del modelo obtenidos para el departamento de Nariño.

9 RESULTADOS DEL PLAN PARA EL DEPARTAMENTO DE NARIÑO

Con el objeto de validar la metodología para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura, a continuación se presentan los resultados conseguidos con el Modelo SIG para el departamento de Nariño.

9.1 División Política – Administrativa de Nariño

Según el documento del DANE, “División Político Administrativa de Colombia” DIVIPOLA, el país está dividido en departamentos y éstos en municipios y corregimientos departamentales. Los municipios a su vez pueden considerarse compuestos por inspecciones de policía, corregimientos y caseríos, sin que sus características y límites geográficos sean claramente definidas. Por otro lado, el documento mencionado, establece la definición de centro poblado que en forma específica implica la noción de agrupación de viviendas, siendo por lo tanto esta unidad, muy adecuada para estudios relacionados con electrificación tal como lo son los análisis de cobertura de electricidad, por lo tanto, tal concepto es el más conveniente para los análisis requeridos en el Plan de Cobertura de Electricidad.

Nariño, esta compuesto por 64 municipios y 905 centros poblados¹¹ (simbolizados por puntos), sin embargo la información disponible para el Plan, contiene 64 municipios y 531 centros poblados como se observa en la Figura 15.

¹¹ Según definición DANE, Centro Poblado son los caseríos, inspecciones de policía y corregimientos pertenecientes al área rural del municipio y que están conformados por 20 o más viviendas, contiguas o adosadas entre sí.

Figura 15 División política – administrativa de Nariño (actualizar)



9.2 Infraestructura Eléctrica en Nariño

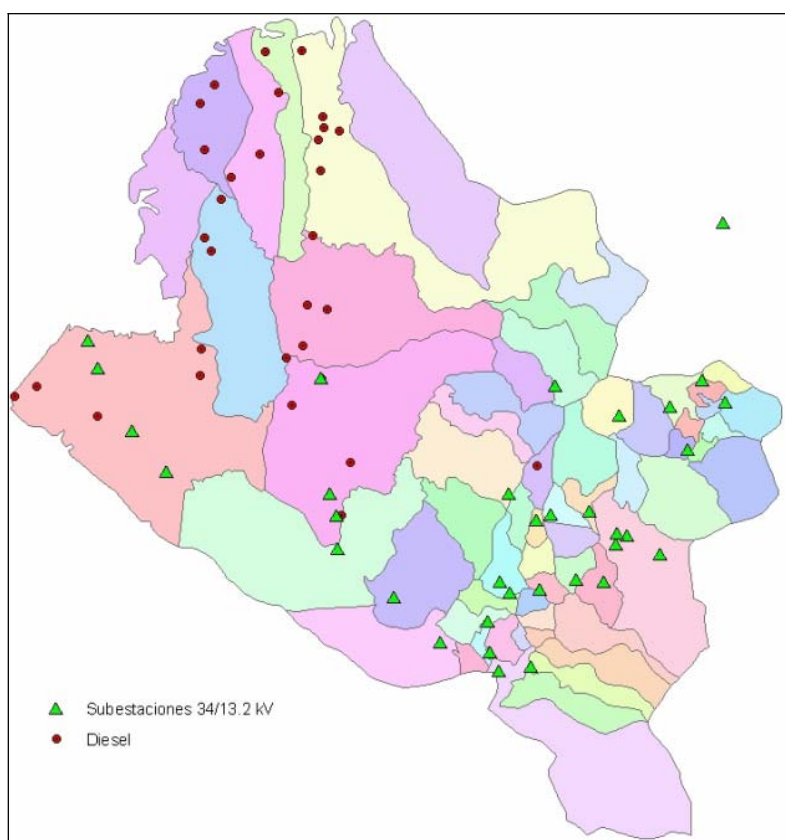
La Empresa de Energía del CEDENAR es el Operador de las redes del departamento de Nariño, la infraestructura de nivel 34,5/13,2 kV existente esta compuesta de 35 subestaciones y 31 plantas diesel que están ubicadas en los municipios de Barbacoas, El Charco, La Tola, Magui Payan, Mosquera, Olaya Herrera y Tumaco, como se observa en Figura 16.

A diciembre de 2005 a Nariño se le han asignado 5.620 millones de pesos de los cuales 3.877 millones de pesos corresponde a recursos del fondo FAER, beneficiándose a 1.165 usuarios de los municipios de Buesaco, El Rosario, Ipiales, La Llanada, Policarpo, Samaniego, San Bernardo, San Lorenzo, Santacruz y Linaires; y 1.742 millones de pesos a recursos del FAZNI siendo los municipios de Santa Bárbara de Iscuandé y El Charco beneficiados con 1.970 usuarios.

9.2.1 Cobertura Eléctrica en Nariño y Recursos Necesarios

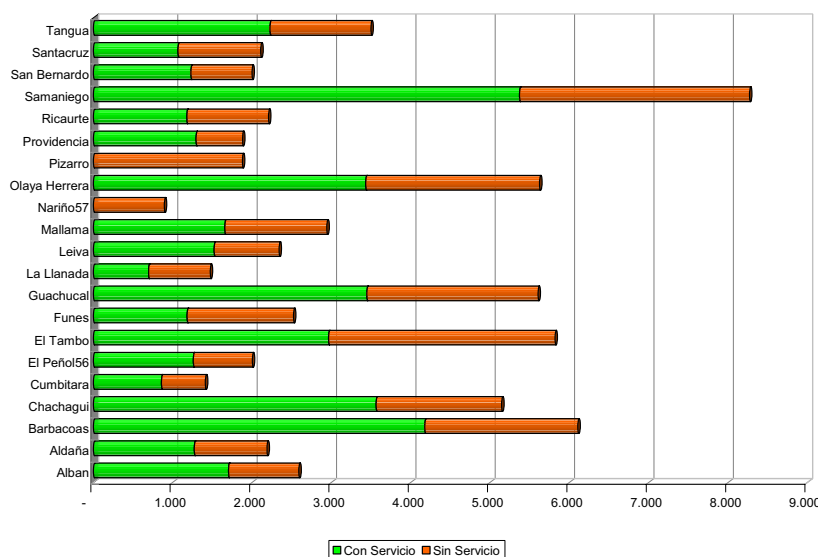
Cobertura Eléctrica 2005 : El departamento de Nariño, presenta un total de cobertura de 82.51%, siendo los municipios de Arboleda, Belen, El Charco, El Rosario, El Tablón, Gualmatan, Imues, La Tola, La Union, Magui, Ospina, Pasto, Policarpa, Pupiales, San Lorenzo, San Pablo, Santa Bárbara, Sapuyes, Taminango y Yacuanquer los que tienen cobertura superiores al 94% a diferencia de los municipios que se muestra en la Figura 17, que tienen cobertura inferiores al 70% (déficit >30%). Es de aclarar que los municipios de Nariño y Pizarro no reportaron usuarios para el 2005 por lo cual aparecen con un déficit del 100%.

Figura 16 Infraestructura eléctrica en Nariño



Teniendo en cuenta la metodología desarrollada para el Plan Indicativo y partiendo del hecho que los usuarios que están muy cerca de la infraestructura existente es responsabilidad del Operador de Red de la zona, el departamento de Nariño necesitaría de una inversión pública de \$336.932 millones para atender la totalidad de los usuarios.

Figura 17 Municipios de Nariño que presentan déficit de cobertura superior al 30%



Con el supuesto de que el recaudo de recursos de los Fondos de Inversión continúen por 5 años más y de acuerdo con la distribución planteada en la metodología, Nariño contaría con \$38.122 millones para inversión los cuales alcanzarían para obtener una cobertura total de 86.48% al 2010. Ahora distribuyendo dichos recursos en Faer y Fazni (SIN y ZNI), se tendría lo siguiente:

9.2.2 Cobertura eléctrica en el SIN

Nariño, presenta una cobertura del 84.87% en la parte interconectada y un déficit de 15.13% (45.579 viviendas); Para alcanzar el 100% de cobertura se necesitaría una inversión de \$177.839 millones. Con la infraestructura existente y los recursos de los fondos disponibles a 2010 (\$24.370 millones), podría alcanzarse una cobertura del 86.79%, como se observa en la Figura 18 y Figura 19.

9.2.3 Cobertura eléctrica en la ZNI

La ZNI tiene una cobertura de 67.84% con un déficit de 32.16% (15.628 viviendas), para alcanzar la cobertura total se necesitaría una inversión de \$24.496 millones, con los recursos de los fondos disponibles a 2010 podría alcanzarse una cobertura de 84.58% (\$13.752 millones). Estos resultados se observan en la Figura 20 y la Figura 21.

La cobertura del 100% en los municipios de El Charco, La Tola, Magui, Santa Barbara, Guapi, se debe a problemas de información de usuarios, pues en la metodología cuando la cobertura es superior al 100% se acota al este valor ajustando el número de usuarios.

Figura 18 Cobertura del SIN 2005

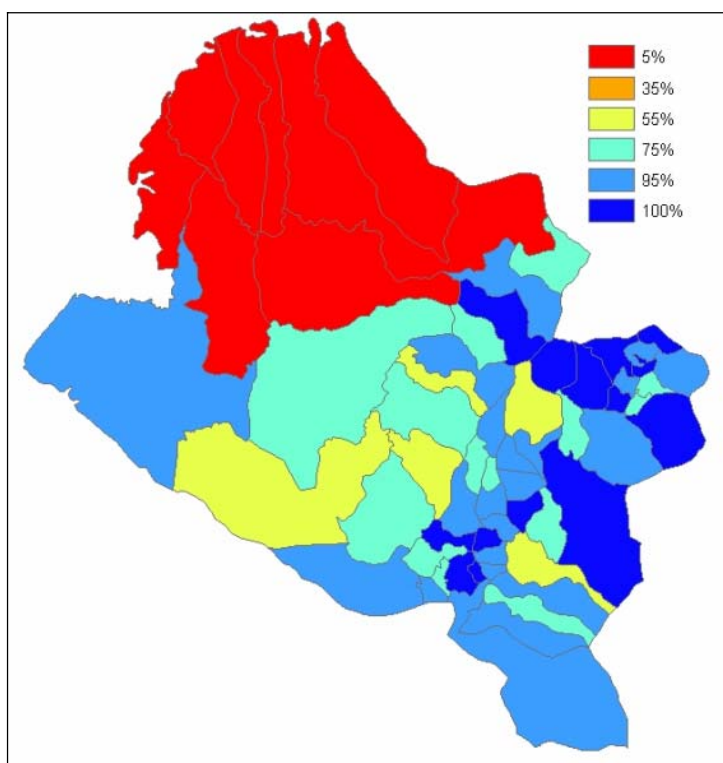


Figura 19 Cobertura del SIN al 2010, alcanzable con recursos públicos

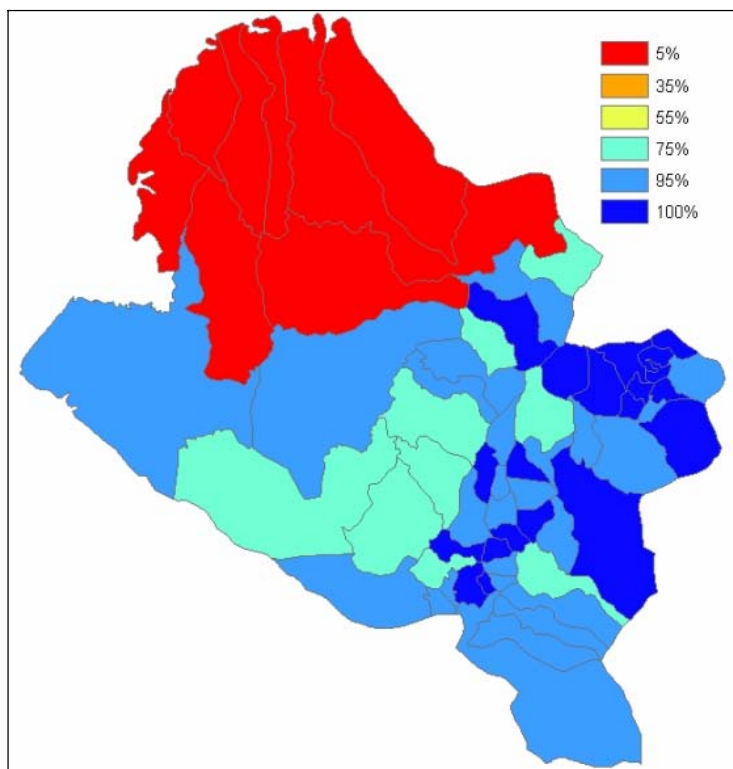


Figura 20 Cobertura ZNI 2005

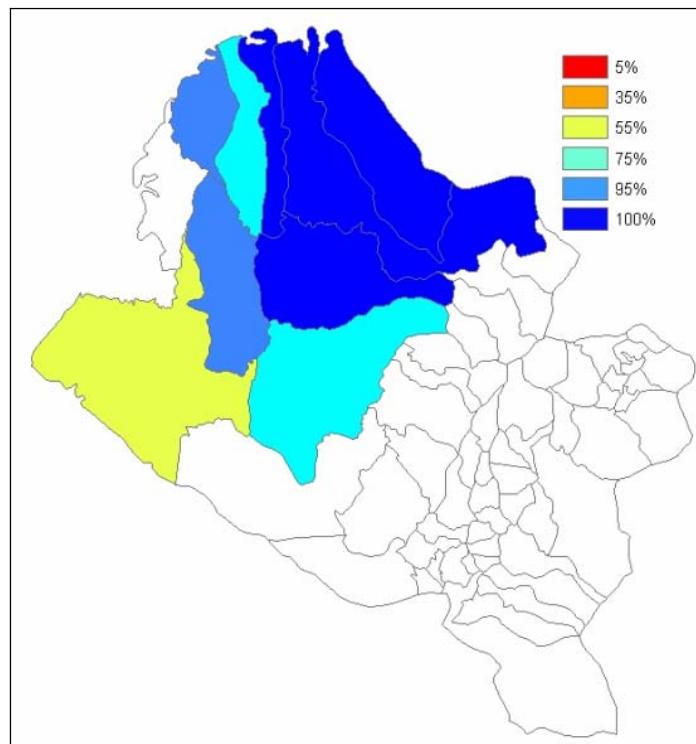
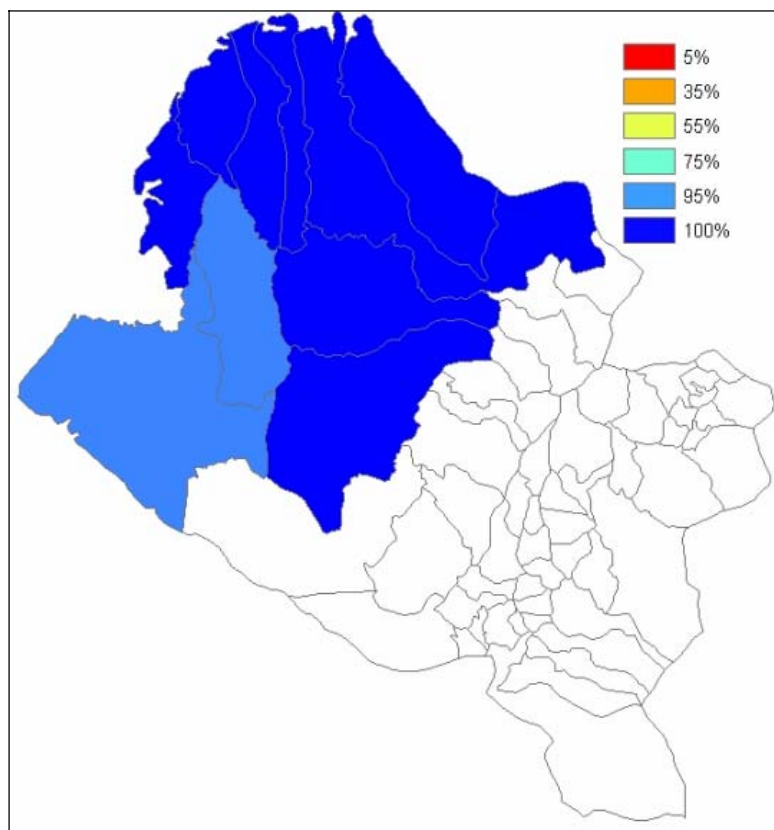


Figura 21 Cobertura ZNI 2010, alcanzable con recursos públicos



En los siguientes mapas, se muestra las inversiones públicas a 2010 tanto en el SIN como en la ZNI.

Figura 22 Inversión Pública en el SIN (Millones\$)

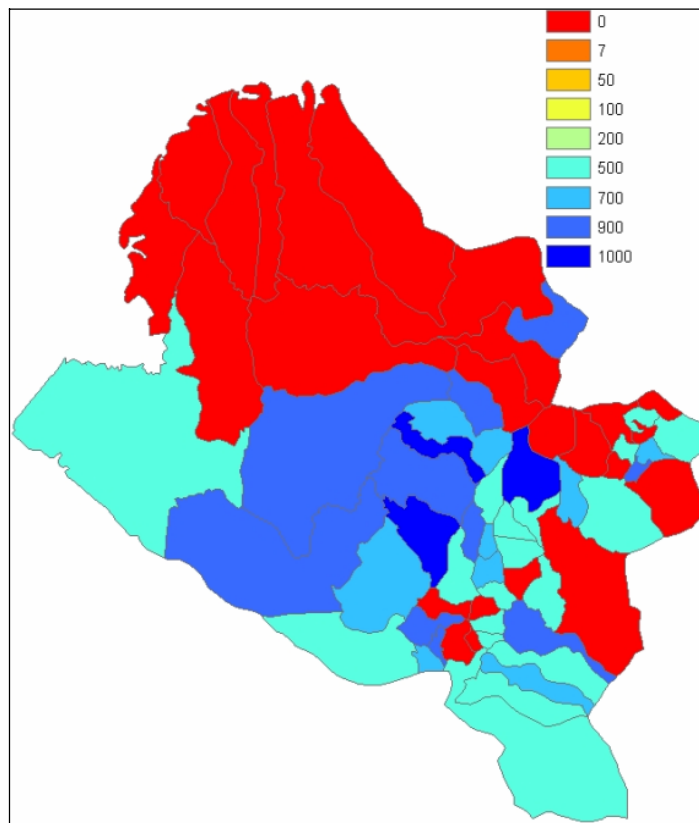
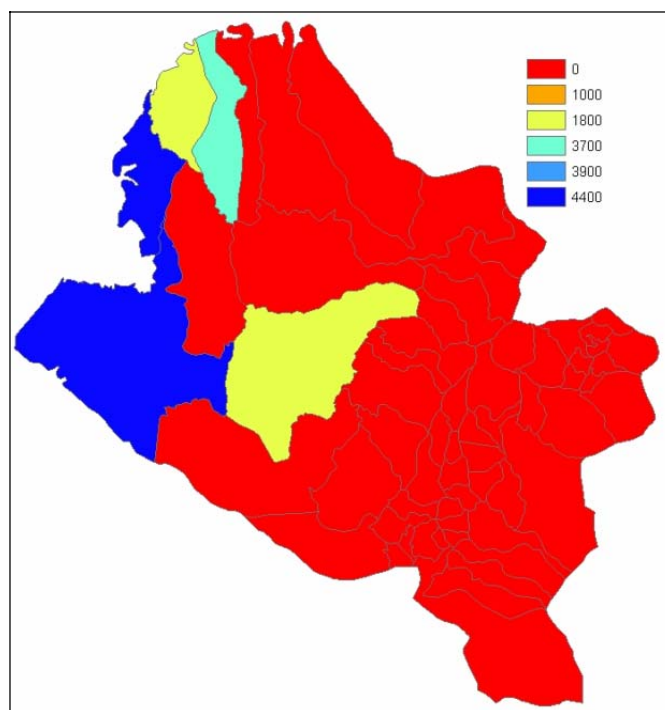


Figura 23: Inversión Pública en la ZNI (Millones\$)



Ahora bien, teniendo en cuenta la posible inversión privada de \$32.093 millones, bien sea de una empresa particular o del operador de red del área para atender la población que esta más cercana a la infraestructura existente, esto indica que aproximadamente 16.221 posibles usuarios están a menos de 5 km de una subestación (\$30.011 millones) y 1.578 viviendas a menos de 1 km de una planta Diesel (\$2.082 millones)¹².

Suponiendo que la empresa privada invierta en la conexión de las viviendas cercanas a su infraestructura en el mismo período, más la inversión pública con los recursos disponibles al 2010 con los Fondos, la cobertura total de Nariño aumentaría a 91.57%.

9.2.4 Resumen resultados de Nariño

En la Tabla 22, se muestra un resumen de los resultados del modelo para el departamento del Nariño.

Tabla 22 Resumen cobertura y recursos necesarios para Nariño

Nariño	SIN	ZNI*	Total
Cobertura 2005 [%]	84,87%	67,84%	82,51%
Viviendas sin servicio 2005	45.579	15.628	61.207
Inversion total para alcanzar el 100%	177.839	24.496	202.335
Inversion Pública [Millones \$]	24.370	13.752	38.122
Nuevos Usuarios	5.768	8.135	13.903
Cobertura 2010 [%]	86,79%	84,58%	86,48%
Inversión Privada [Millones \$]	30.011	2.082	32.093
Nuevos Usuarios	16.221	1.578	17.798
Inversión Total [Millones \$]	54.381	15.833	70.214
Nuevos Usuarios	21.989	9.713	31.701
Cobertura 2010 [%]	92,17%	87,83%	91,57%

9.3 Potencial Energético de recursos renovables en Nariño

Aunque la metodología para el Plan, brinda la opción de valorar la cantidad de recursos necesarios para aumentar la cobertura con base a generación local con diesel, se recomienda que a la hora de diseñar proyectos y buscar alternativas, se tomen en cuenta los sitios donde se presenta alto potencial de recursos naturales renovables, con el fin de aprovechar esta oportunidad de

¹² De acuerdo con la Metodología del Plan, todos los costos tanto para inversión pública como privada equivalen a los costos para valorar, o sea incluyen solo inversión.

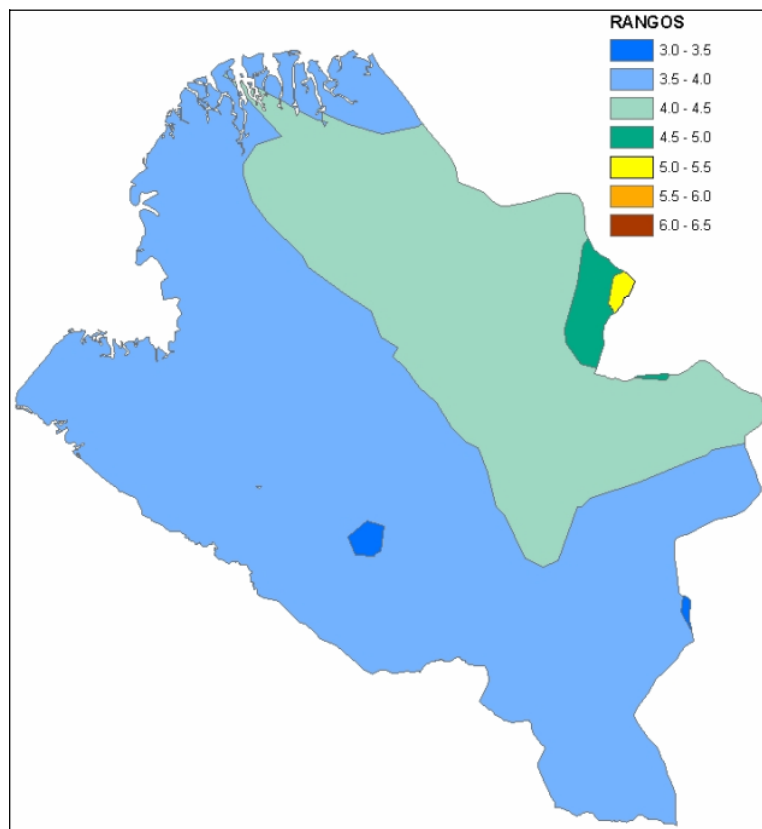
energía limpia para un desarrollo sostenible en las regiones con baja cobertura del servicio de electricidad.

Si bien, la metodología contempla sólo dos alternativas para la electrificación, el país cuenta con recursos renovables que pueden ser utilizados para llevar el servicio a muchas zonas, no descartando la probabilidad de realizar análisis más detallados en los sitios donde sea conveniente otra alternativa; Por lo consiguiente, en los mapas que se presentan a continuación, se observa el potencial energético en el departamento de Nariño de recursos como Solar¹³ , Eólico¹⁴ y Biomasa¹⁵.

9.3.1 Potencial Solar

En la Figura 24, se muestra la radiación solar en Nariño, sirviendo como referencia para conocer la disponibilidad de recursos renovables, facilitando además, la identificación de regiones estratégicas donde es mas adecuada la utilización de la energía solar para solución de necesidades energéticas de la población.

Figura 24 Radiación Solar Global – Promedio Multianual kWh/m²



¹³ Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia. UPME-IDEAM 2005

¹⁴ Fuente: Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. UPME-IDEAM 2005

¹⁵ Fuente: Estudio Potencialidades de los Cultivos Energéticos y Residuos Agrícolas en Colombia. Hagler Bailly - Aene consultoria. 2003

Para el caso de las zonas apartadas de las redes de transporte y distribución de energía, esta información es útil para el dimensionamiento de sistemas o aplicaciones tecnológicas que a partir de la energía solar permiten el abastecimiento de energía eléctrica.

9.3.2 Potencial Eólico

Colombia, por su posición en la franja tropical, con gran variabilidad en la estructura física de sus cordilleras y por su localización frente al mar Caribe y al océano Pacífico, adquiere una condición privilegiada en recursos renovables de energía como la asociada con el viento.

Los mapas de velocidad del viento, densidad de energía eólica a 20 y 50 metros de altura sobre el territorio colombiano permiten identificar lugares donde se pueden aportar soluciones energéticas apoyadas por el viento, con aplicaciones útiles en el sector industrial y eléctrico a fin de ayudar a emplear racionalmente los recursos naturales.

En la Figura 25, se muestra el valor promedio anual de la densidad de energía para Nariño a 20 m de altura y en Figura 26 a 50 m, los cuales aportan información para el uso de energías alternativas, para las zonas donde podría ser más aprovechable este recurso natural para dar soluciones a las necesidades energéticas. Dichos mapas corresponden a los resultados obtenidos en una escala del orden de los 100 km². No obstante, áreas de menor dimensión podrán eventualmente presentar condiciones favorables para el aprovechamiento del recurso eólico. En estos casos se hace necesario realizar estudios de carácter local con mediciones representativas del sitio.

Es natural encontrar valores más altos de densidad de energía eólica en 50 metros ya que la velocidad de viento aumenta con la altura dentro de la capa superficial de la atmósfera aproximadamente en los primeros 150 metros de altura.

Figura 25 Densidad de energía Eólica a 20 m de altura – Promedio Multianual W/m^2

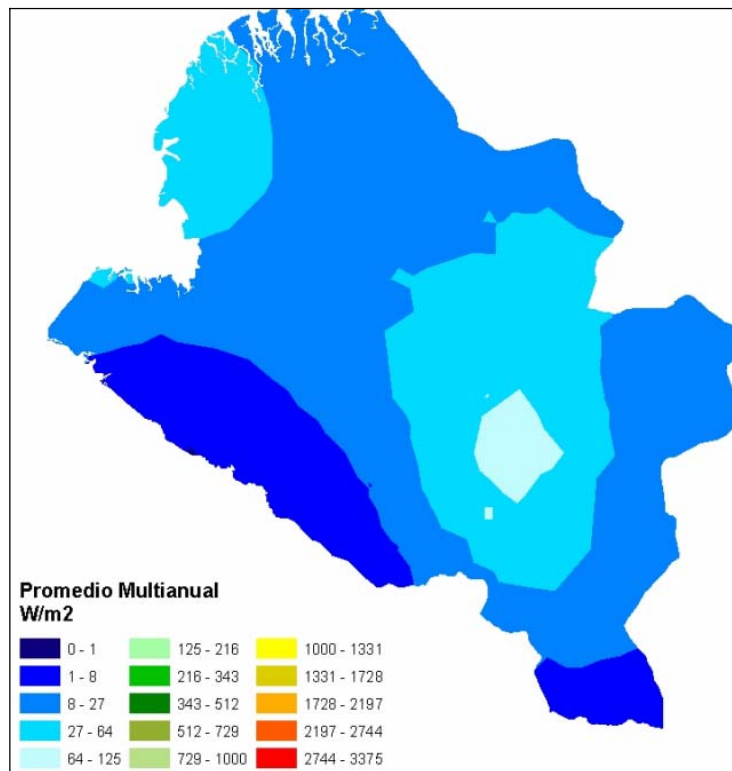
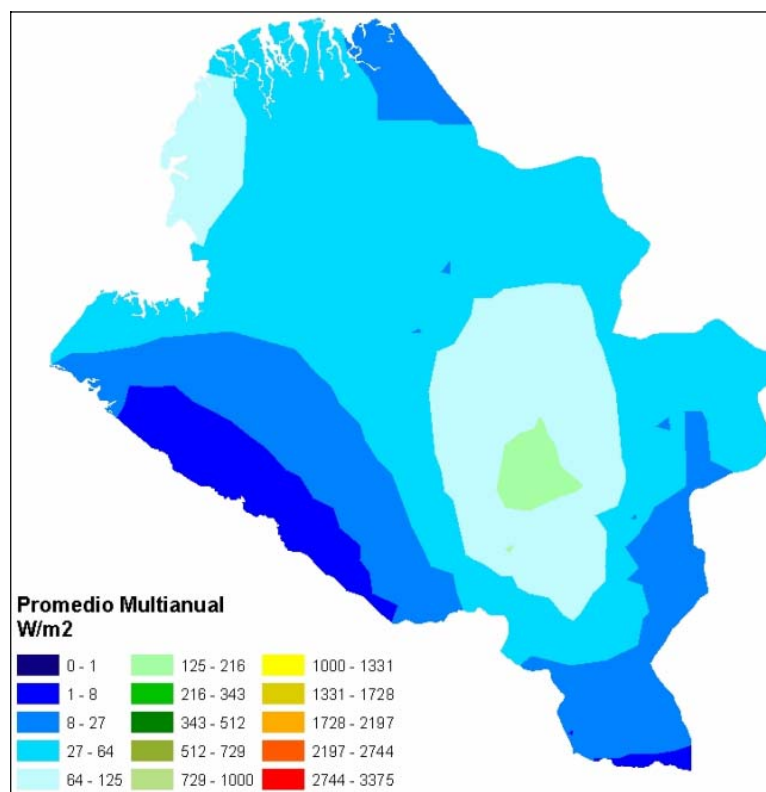


Figura 26 Densidad de energía Eólica a 50 m de altura – Promedio Multianual W/m^2



9.3.3 Biomasa

La UPME ha elaborado varios estudios para conocer el potencial energético de la biomasa en Colombia, entre ellos, el “Estudio y Potencialidades de las Fuentes Renovables de Energía” y “La Línea Base Georeferenciada para la Formulación del Plan de Suministro Energético en las Zonas no Interconectadas de Colombia” y, actualmente se está elaborando el Atlas de Biomasa.

Con base a los resultados de los anteriores estudios, en la Tabla 23, se muestra para el departamento de Nariño los productos energéticos que tienen un potencial de energía primaria superior a 700 GWh/año.

9.3.4 Impacto tarifario en Nariño (zona de prestación de servicio de Cedonar)

La tarifa de CEDENAR a diciembre de 2005 es de 300.5 \$/kWh, contando con la conexión de 5.768 nuevos usuarios al SIN al 2010, la tarifa sufriría un incremento del 0.088%.

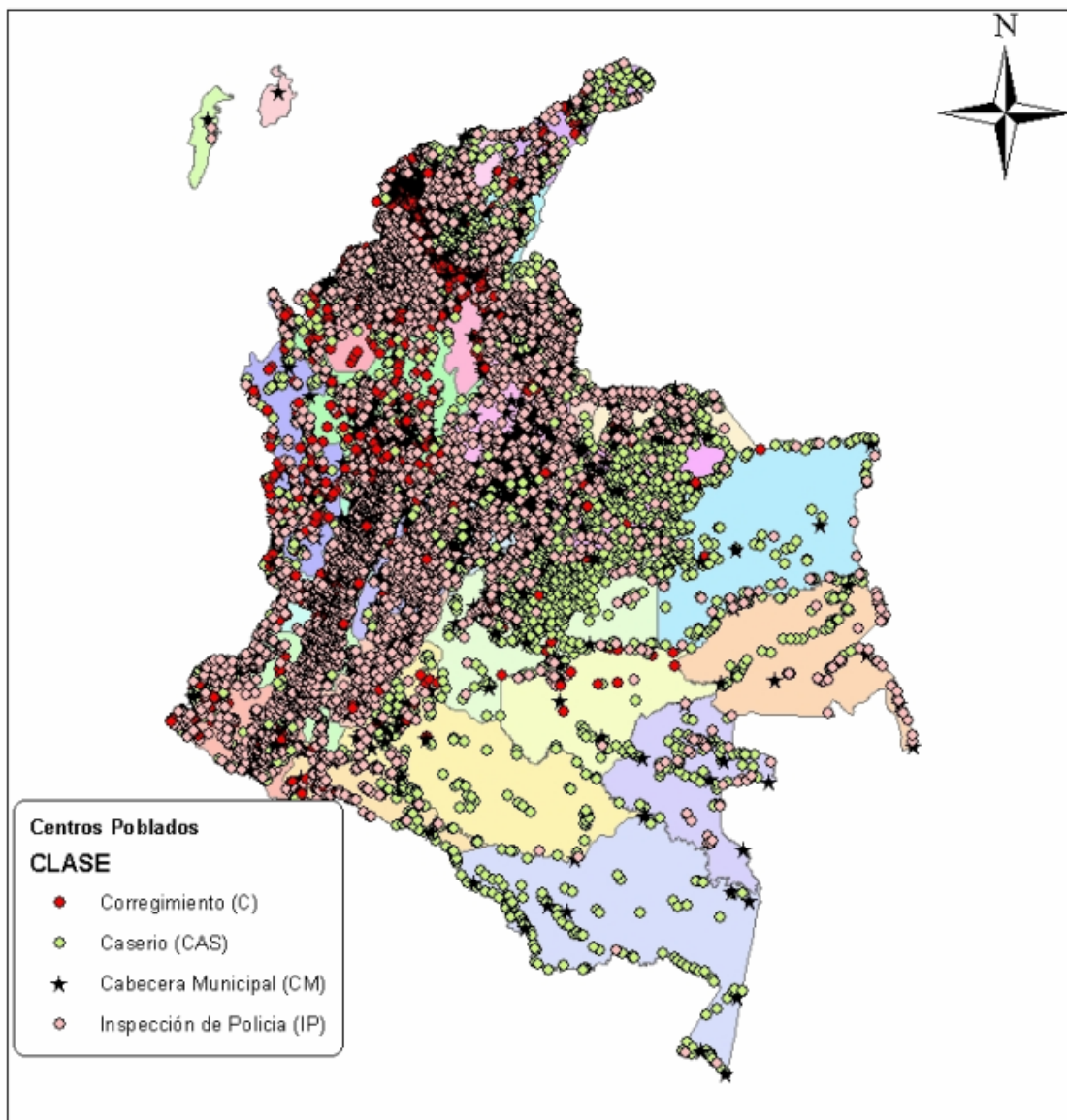
Tabla 23 Cultivos energéticos departamento de Nariño, con potencial de energía primaria >700 GWh/año

Municipio	Producto Energético de Interés	Rendimiento Promedio nacional [Ton/Ha]	Área potencial [Ha]	Producción potencia [Ha]	Producción producto energético [Ton/año]	Potencial energía primaria [GWh/año]
Barbacoas	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	17.508,02	588.292,87	264.731,78	1.441,17
Buesaco	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	14.113,78	685.824,42	685.824,42	3.206,42
Chachagui	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	5.348,87	259.915,27	259.915,27	1.215,18
Cordoba	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	14.951,23	726.518,24	726.518,24	3.396,67
Cumbal	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	12.503,37	607.570,43	607.570,43	2.840,56
El Charco	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	114.324,63	3.841.460,09	1.728.656,99	9.410,62
El Charco	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	9.482,31	460.769,40	460.769,40	2.154,22
El Tablón	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	19.238,57	934.850,74	934.850,74	4.370,69
El Tambo	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	7.592,50	368.938,74	368.938,74	1.724,89
Funes	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	3.700,16	179.800,32	179.800,32	840,62
Ipiales	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	29.052,05	976.187,58	439.284,40	2.391,42
Ipiales	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	62.849,73	3.054.026,96	3.054.026,96	14.278,42
La Cruz	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	10.168,92	494.133,48	494.133,48	2.310,21
La Llanada	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	5.423,87	263.559,73	263.559,73	1.232,21
La Tola	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	31.251,58	1.050.094,92	472.542,70	2.572,47
Leiva	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	7.144,97	347.192,21	347.192,21	1.623,22
Los Andes	Soca de Caña de azúcar (Saccharum officinarum) - Azucar / Cultivo Permanente	107,83	3.520,25	379.591,79	174.612,23	727,55
Los Andes	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	8.382,21	407.312,93	407.312,93	1.904,30
Magui	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	152.489,25	5.123.842,25	2.305.728,95	12.552,13
Mallama	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	11.664,93	566.828,43	566.828,43	2.650,08
Mosquera	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	18.407,02	618.500,51	278.325,22	1.515,17
Olaya Herrera	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	48.134,18	1.617.372,68	727.817,69	3.962,16
Pasto	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	30.491,20	1.481.644,43	1.481.644,43	6.927,10
Pizarro	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	60.252,93	2.024.578,89	911.060,48	4.959,71
Potosí	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	19.123,35	929.251,99	929.251,99	4.344,51
Puerres	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	17.433,54	847.139,89	847.139,89	3.960,61
Ricaurte	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	21.618,64	726.415,30	326.886,88	1.779,54
Roberto Payan	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	138.767,79	4.662.782,94	2.098.252,27	11.422,65
Samaniego	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	14.027,71	681.642,07	681.642,07	3.186,87
San Bernardo	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	4.900,92	238.148,28	238.148,28	1.113,41
San Lorenzo	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	4.925,51	239.342,76	239.342,76	1.118,99
Santa Barbara	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	113.780,09	3.823.162,92	1.720.423,27	9.365,79
Santacruz	Madera de Eucalipto (Eucaliptus globulus) / Montano bajo	48,59	10.445,93	507.593,95	507.593,95	2.373,14
Tumaco	Residuos de Abarco (Cariniana pyroformis) / Serranía de San Lucas	33,60	226.060,13	7.595.922,07	3.418.164,84	18.608,11

10 RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL NACIONAL

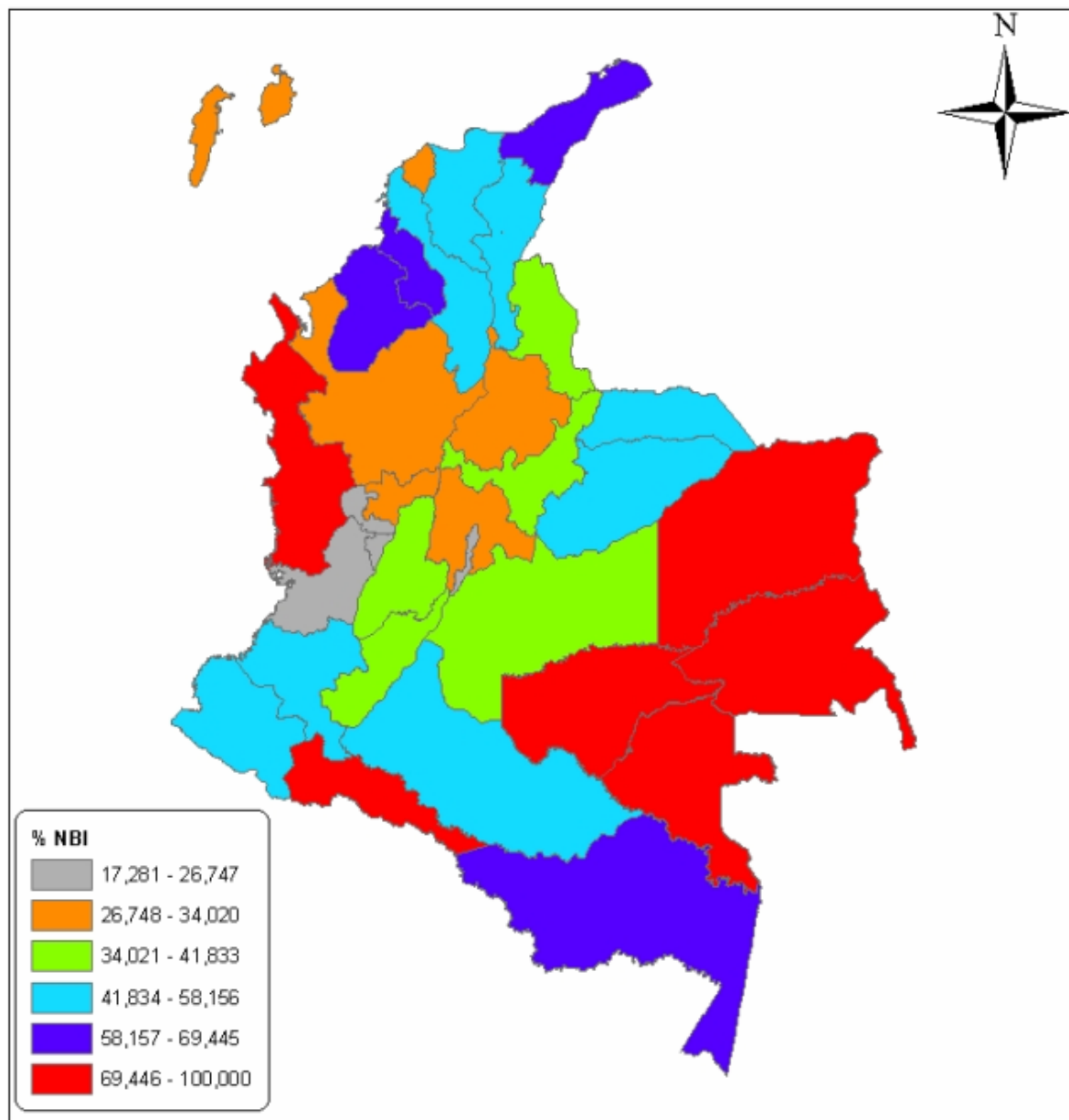
En la Figura 27, se muestra la división política – administrativa de Colombia, resaltando la distribución de los centros poblados. Como se menciono anteriormente, no se tiene disponibilidad de la totalidad de la ubicación de éstos, se espera poder contar con esta información posteriormente.

Figura 27 División política – administrativa



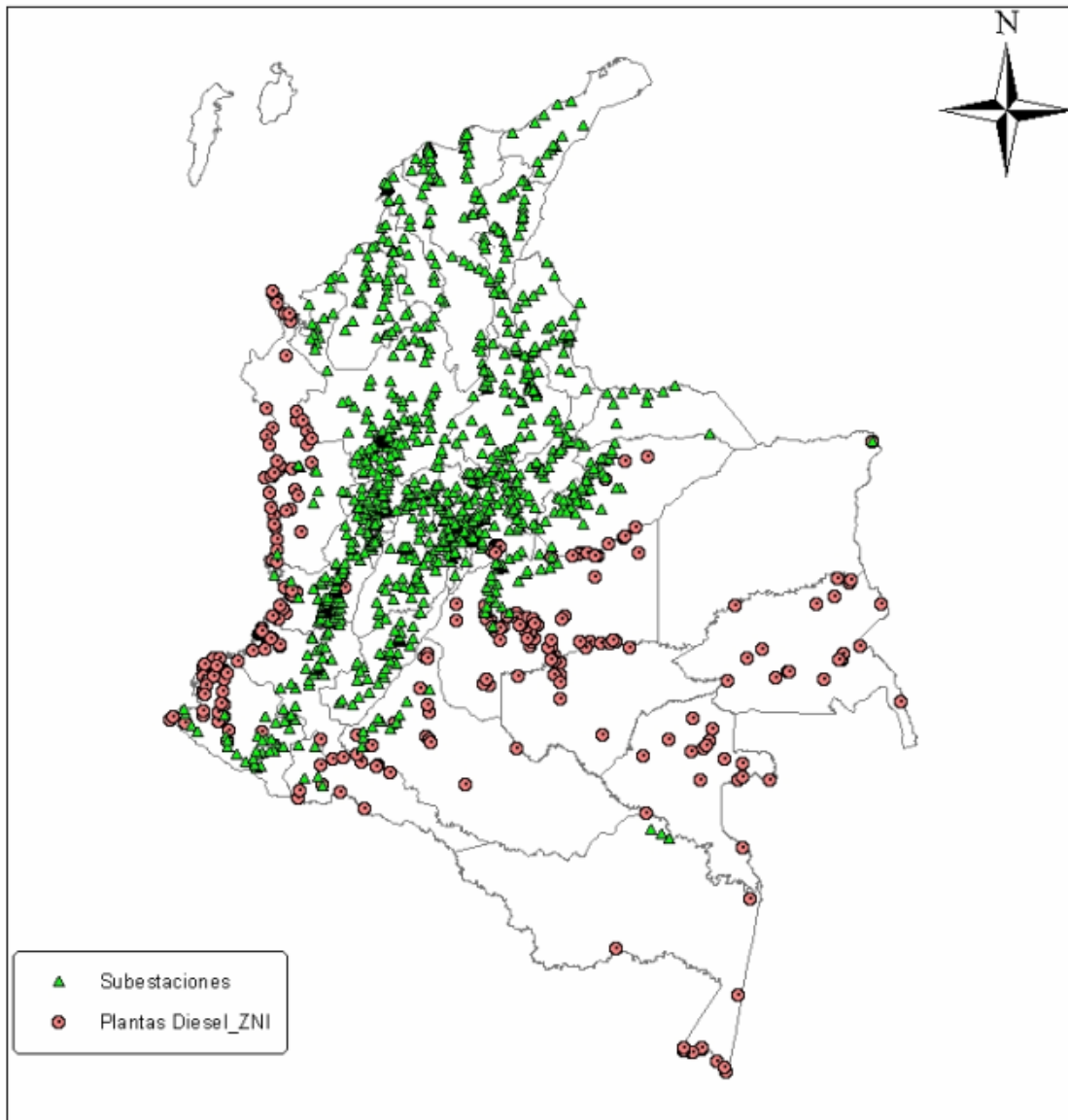
De acuerdo a la metodología, se utilizó el NBI para la repartición de los recursos de los fondos Faer, Fazni y lo correspondiente a energía eléctrica del fondo nacional de regalías, por lo cual en el mapa de la Figura 28 **Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas –NBI – 2005**. Figura 28 se observa este índice a nivel departamental. Observándose que los departamentos de Guainía, Vaupés, Vichada, Chocó, Guaviare, Putumayo y Amazonas son quienes tienen índice superior al 69%.

Figura 28 Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas –NBI – 2005.



En la Figura 29, se muestra la distribución espacial de las subestaciones 34.5/13.2 kV y de las plantas de generación diesel. La fuente para la información de subestaciones en su mayoría fueron los operadores de red directamente y en algunos casos de la información que reportan a la Superintendencia de Servicios Públicos. Mientras que para las plantas diesel, se realizó un proceso de ubicación espacial aproximado, esto es de acuerdo a la localidad donde se encuentren por consiguiente, algunas pueden no encontrarse en el mapa debido a la inexistencia del centro poblado.

Figura 29 Subestaciones de 34.5/13.2 y Plantas Diesel Existentes



10.1 Cobertura Eléctrica del SIN

El SIN al 2005, tiene una cobertura de 90.98% presentando la mayoría de los departamentos coberturas superiores al 75%. De acuerdo a los resultados arrojados por el Plan, para alcanzar el 100% de cobertura en el área de influencia del SIN, se necesitaría un total de 3.154.215 Millones de pesos.

Realizando una inversión pública de 336.249 Millones de pesos, se alcanzaría una cobertura 91.8 % y si adicionalmente se hiciera una inversión privada de 337.939 Millones se tendría al finalizar el 2010 una cobertura de 94.10%.

En los siguientes mapas, se puede observar tanto la cobertura del SIN al 2005, alcanzable con recursos públicos al 2010 y la distribución de los recursos de los fondos de inversión a nivel departamental.

Figura 30 Cobertura departamental del SIN 2005

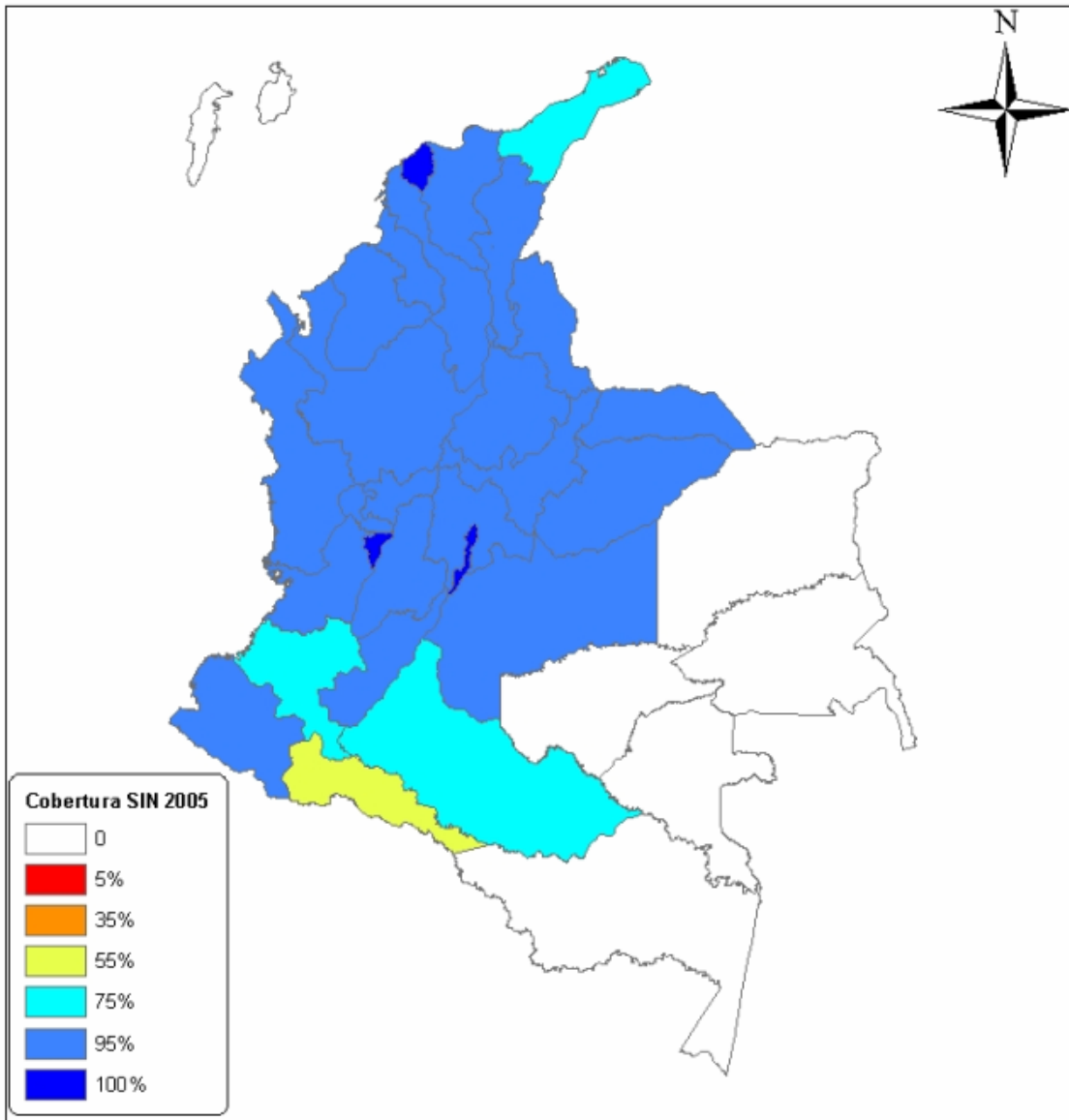


Figura 31: Inversión Pública en el SIN (Presupuesto Faer en Millones \$)

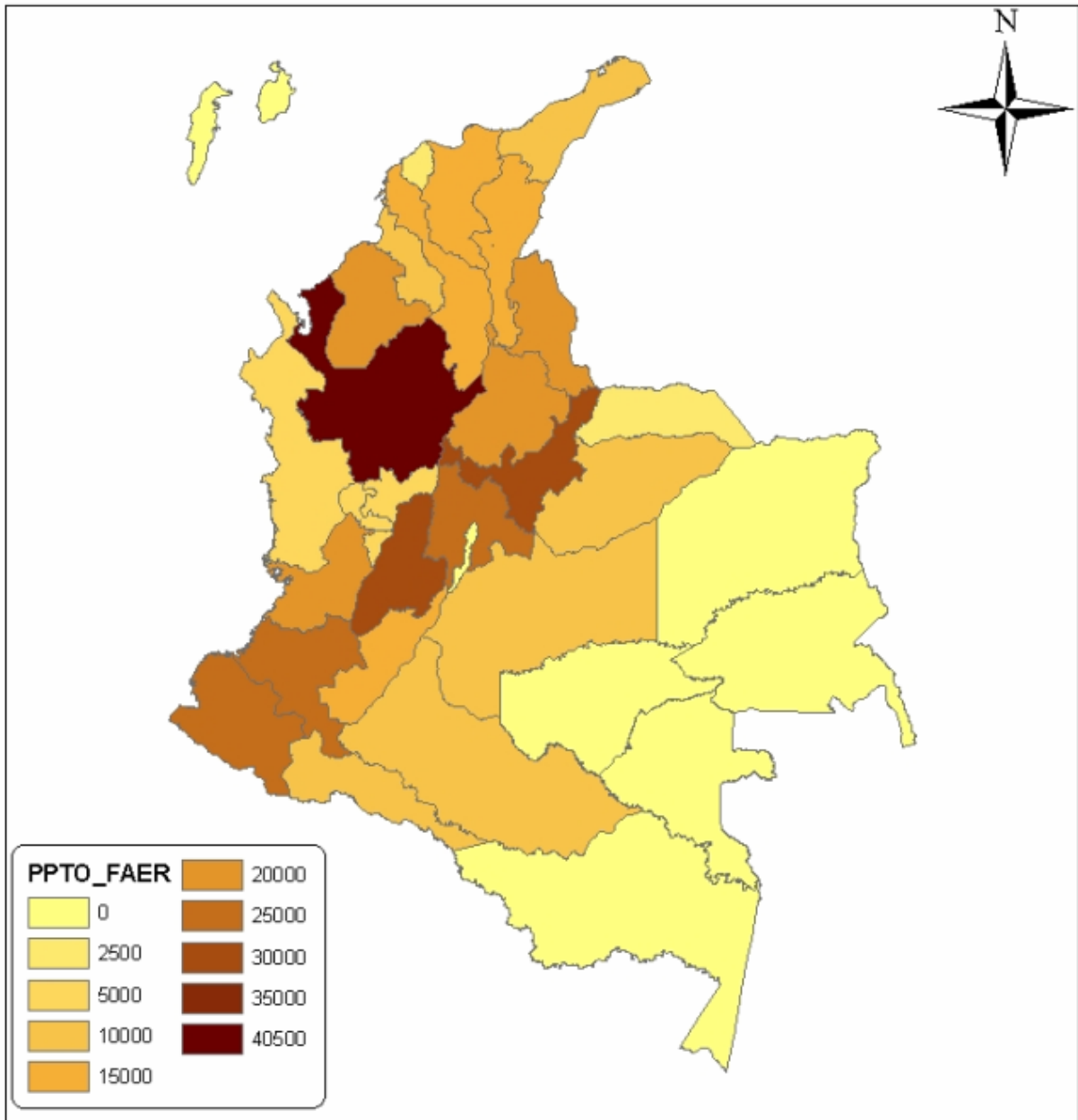
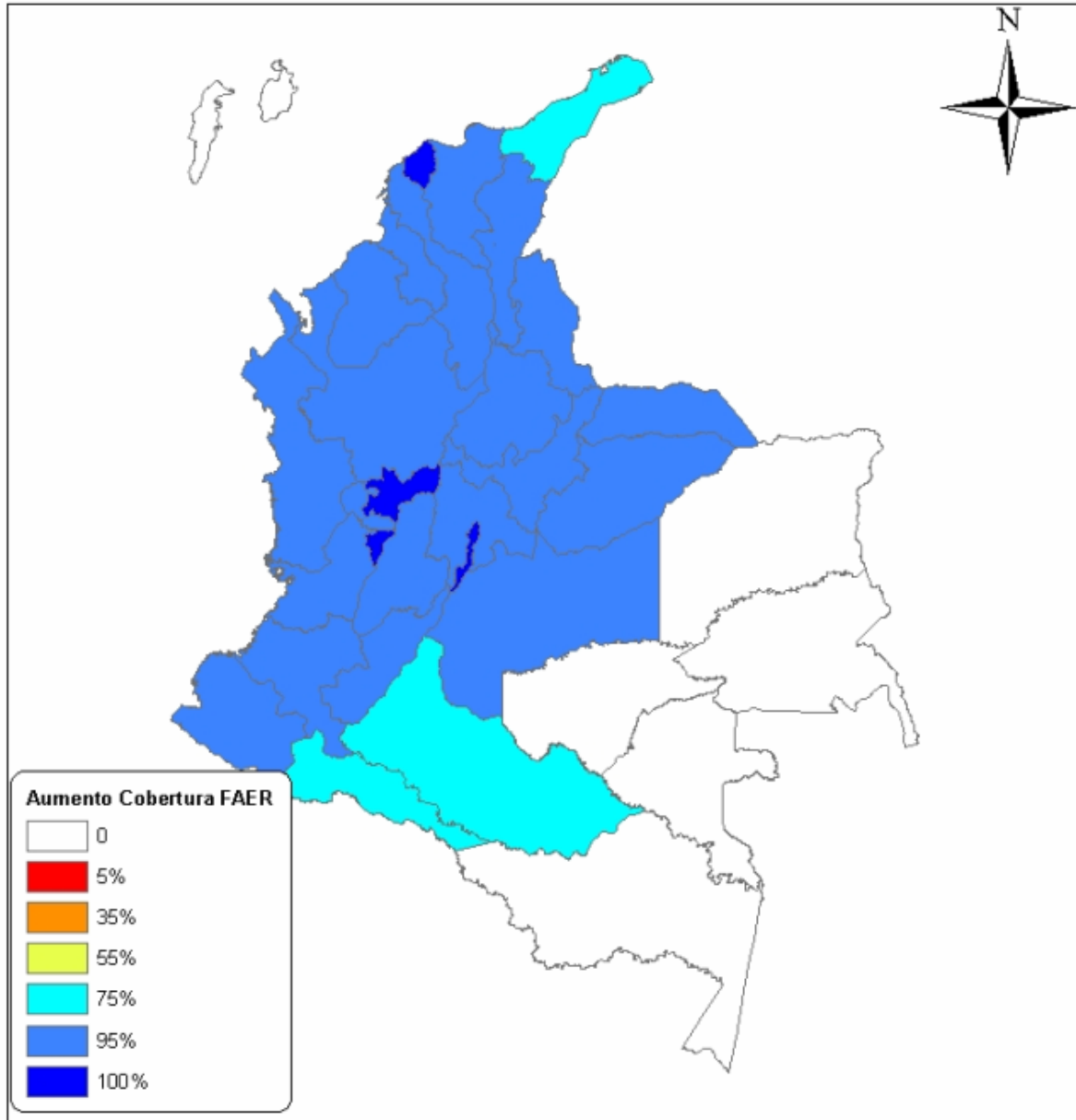


Figura 32 Cobertura departamental del SIN 2010, alcanzable con recursos públicos



En la Tabla 24, se anexa el resumen por departamentos de la cobertura del SIN 2005 y alcanzable al 2010 tanto con recursos públicos como privados.

Tabla 24 Resumen de la cobertura del SIN 2005 y alcanzable al 2010 con recursos públicos y privados

Departamento	Cobertura SIN 2005	%_Deficit Cobertura	Presupuesto alcanzar 100%	Aumento Cobertura con Inv Pública % 2010	Inversión pública	Inversion Privada	Aumento Cobertura % (publico+privado)	Total inversión (público + privado)
Amazonas	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Antioquia	92,4%	7,6%	416.873	93,1%	40.492	44.454	95,2%	84.946
Arauca	83,2%	16,8%	31.293	83,8%	1.349	-	83,8%	1.349
Atlántico	99,4%	0,6%	12.999	99,5%	2.477	1.365	99,7%	3.842
BOGOTA D.C.	99,9%	0,1%	-	99,9%	-	806	100,0%	806
Bolívar	88,6%	11,4%	136.776	89,3%	12.201	11.062	91,1%	23.263
Boyacá	91,6%	8,4%	88.277	93,5%	25.046	15.473	96,3%	40.519
Caldas	95,0%	5,0%	63.240	95,3%	4.358	12.205	98,1%	16.563
Caquetá	71,7%	28,3%	76.837	74,2%	7.912	7.764	82,3%	15.676
Casanare	79,5%	20,5%	52.653	81,5%	5.697	-	81,5%	5.697
Cauca	75,0%	25,0%	272.560	76,8%	21.876	25.021	81,8%	46.897
Cesar	85,0%	15,0%	107.905	86,3%	10.432	11.432	90,6%	21.863
Chocó	82,2%	17,8%	16.526	83,5%	3.687	637	84,1%	4.324
Córdoba	82,5%	17,5%	209.058	84,0%	16.788	17.838	87,5%	34.626
Cundinamarca	90,2%	9,8%	129.191	91,4%	23.664	39.525	97,5%	63.189
Guainía	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Guaviare	0,0%	100,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Huila	91,6%	8,4%	90.210	92,6%	10.938	7.494	94,5%	18.432
La Guajira	69,8%	30,2%	165.818	70,7%	5.214	5.500	74,2%	10.714
Magdalena	83,6%	16,4%	139.422	84,7%	12.274	10.611	87,3%	22.885
Meta	91,1%	8,9%	40.600	92,0%	6.531	4.304	93,7%	10.836
Nariño	84,9%	15,1%	177.839	86,8%	24.370	30.011	92,2%	54.381
Norte de Santander	88,7%	11,3%	131.871	90,0%	18.447	12.399	92,4%	30.846
Putumayo	54,6%	45,4%	91.546	58,0%	8.199	-	58,0%	8.199
Quindío	96,0%	4,0%	21.309	96,4%	2.596	5.583	99,2%	8.179
Risaralda	93,1%	6,9%	51.839	93,8%	4.817	14.195	97,3%	19.013
San Andres y Providencia	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Santander	92,2%	7,8%	112.489	93,1%	17.991	15.234	95,5%	33.225
Sucre	89,5%	10,5%	72.591	90,2%	6.231	5.029	92,0%	11.260
Tolima	84,8%	15,2%	211.540	86,6%	25.227	26.845	92,0%	52.072
Valle	92,5%	7,5%	232.955	92,9%	17.434	13.152	94,1%	30.586
Vaupés	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Vichada	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
	90,98%	9,02%	3.154.215	91,80%	336.249	337.939	94,10%	674.188

Tanto el presupuesto como la inversión pública y privada se calcularon con base a los precios para valorar el plan

10.2 Cobertura Eléctrica de la ZNI

La ZNI al 2005, tiene una cobertura de 48.42% presentando la mayoría de los departamentos coberturas entre 20 y 50%. De acuerdo a los resultados arrojados por el Plan, para alcanzar el 100% de cobertura en el área de influencia de la ZNI, se necesitaría un total de 210.010 Millones de pesos.

Realizando una inversión pública de 144.281 Millones de pesos, se alcanzaría una cobertura 79.99% y si adicionalmente se hiciera una inversión privada de 25.032 Millones se tendría al finalizar el 2010 una cobertura de 87.10%.

En los siguientes mapas, se puede observar tanto la cobertura de la ZNI al 2005, la alcanzable con recursos públicos al 2010 y la distribución de los recursos de los fondos de inversión a nivel departamental.

Figura 33 Cobertura departamental de ZNI 2005

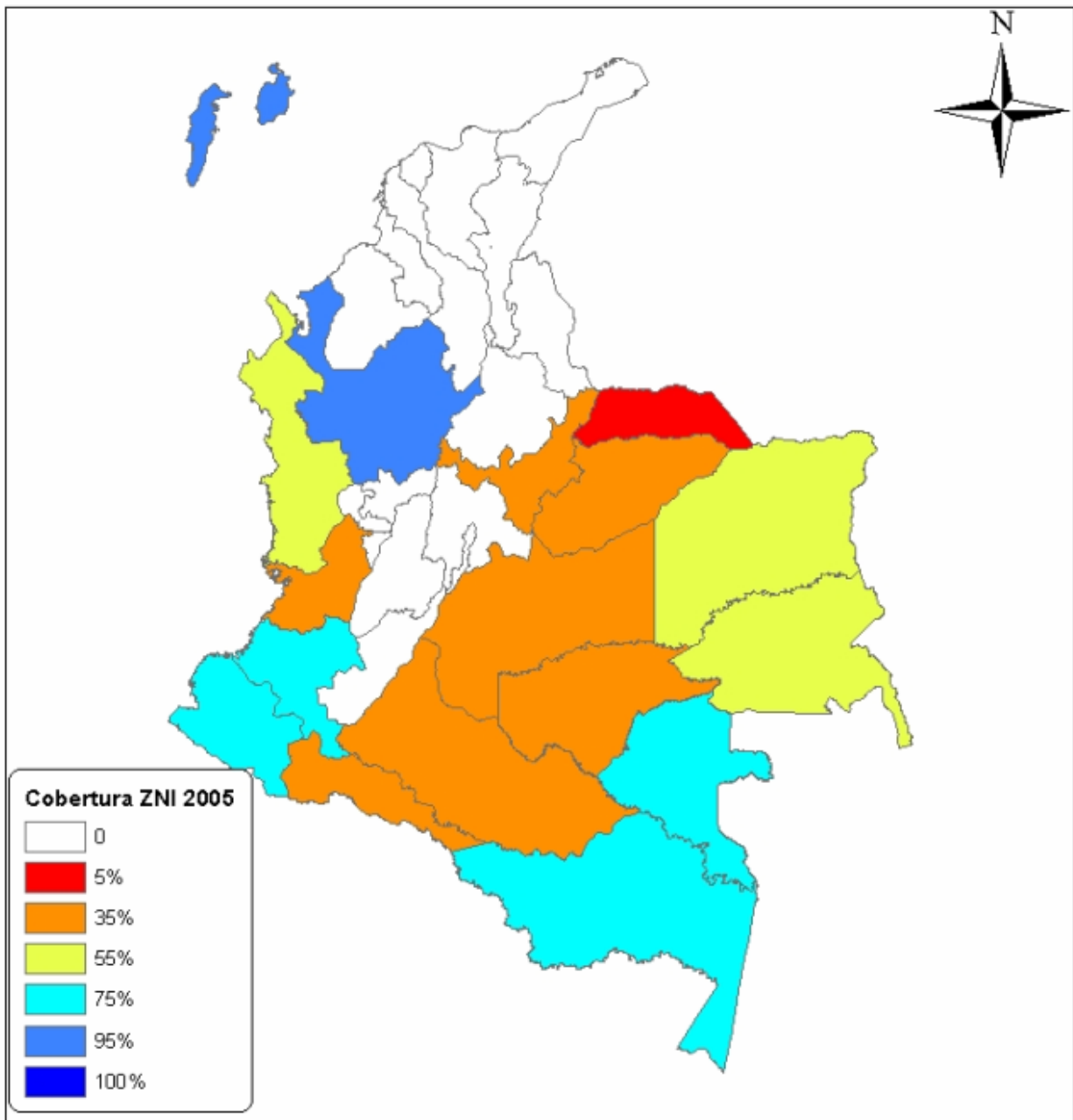


Figura 34: Inversión Pública en la ZNI (Presupuesto Fazni en Millones \$)

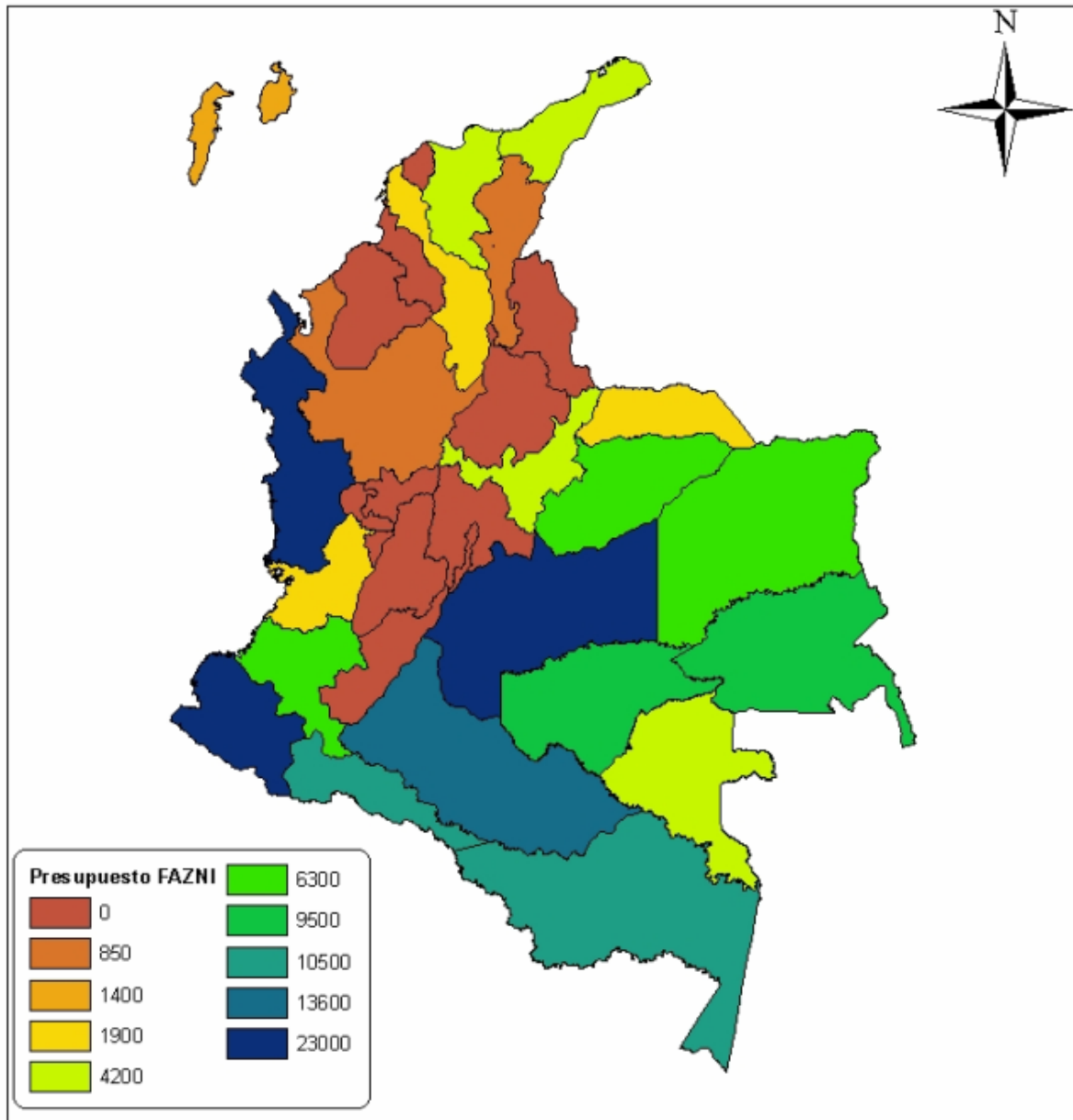
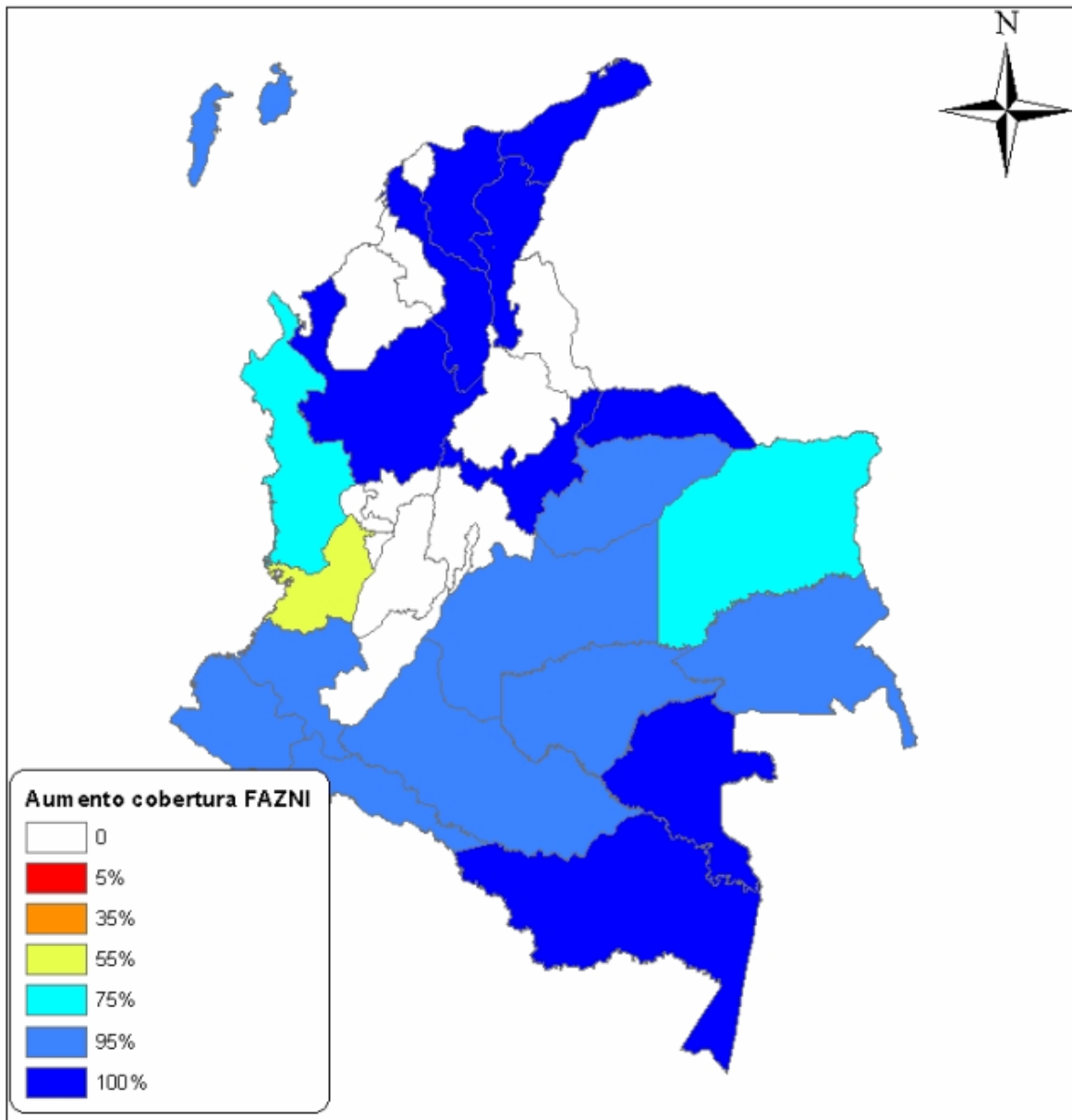


Figura 35 Cobertura departamental de ZNI 2010, alcanzable con recursos públicos



En la Tabla 25, se anexa el resumen por departamentos de la cobertura de la ZNI 2005 y alcanzable al 2010 tanto con recursos públicos como privados.

Tabla 25 Resumen de la cobertura de la ZNI 2005 y alcanzable al 2010 con recursos públicos y privados

Departamento	Cobertura ZNI 2005	%_Deficit Cobertura	Presupuesto alcanzar 100%	Aumento Cobertura con Inv Pública % 2010	Inversión pública	Inversion Privada	Aumento Cobertura % (publico+privado)	Total inversión (público + privado)
Amazonas	71,6%	28,4%	10.060	96,5%	9.778	90	96,6%	9.869
Antioquia	82,5%	17,5%	835	98,2%	835	-	98,2%	835
Arauca	4,4%	95,6%	1.460	100,0%	1.460	-	100,0%	1.460
Atlántico	0,0%	100,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
BOGOTA D.C.	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Bolívar	0,0%	100,0%	1.896	100,0%	1.896	-	100,0%	1.896
Boyacá	9,7%	90,3%	3.559	100,0%	3.559	-	100,0%	3.559
Caldas	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Caquetá	33,9%	66,1%	19.071	78,9%	12.870	3.004	89,2%	15.874
Casanare	23,4%	76,6%	7.669	86,3%	6.248	-	86,3%	6.248
Cauca	70,9%	29,1%	8.054	86,4%	6.058	1.214	88,9%	7.272
Cesar	0,0%	100,0%	248	100,0%	248	-	100,0%	248
Chocó	47,1%	52,9%	32.044	74,6%	22.852	2.775	77,9%	25.627
Córdoba	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Cundinamarca	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Guainía	47,8%	52,2%	11.753	81,5%	8.834	1.034	88,0%	9.868
Guaviare	28,4%	71,6%	12.317	82,8%	9.406	2.958	100,0%	12.365
Huila	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
La Guajira	0,0%	100,0%	2.158	100,0%	2.158	-	100,0%	2.158
Magdalena	0,0%	100,0%	2.350	100,0%	2.350	-	100,0%	2.350
Meta	24,6%	75,4%	26.093	77,8%	18.554	4.890	94,8%	23.444
Nariño	67,8%	32,2%	24.496	84,6%	13.752	2.082	87,8%	15.833
Norte de Santander	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Putumayo	28,3%	71,7%	14.696	77,6%	10.474	1.514	85,7%	11.988
Quindío	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Risaralda	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
San Andres y Providencia	79,9%	20,1%	3.441	84,9%	852	-	84,9%	852
Santander	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Sucre	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Tolima	0,0%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Valle	23,8%	76,2%	10.883	36,5%	1.812	5.471	80,6%	7.282
Vaupés	61,5%	38,5%	4.124	100,0%	4.124	-	100,0%	4.124
Vichada	44,5%	55,5%	12.805	69,5%	6.160	-	69,5%	6.160
	48,42%	51,58%	210.010	79,99%	144.281	25.032	87,10%	169.312

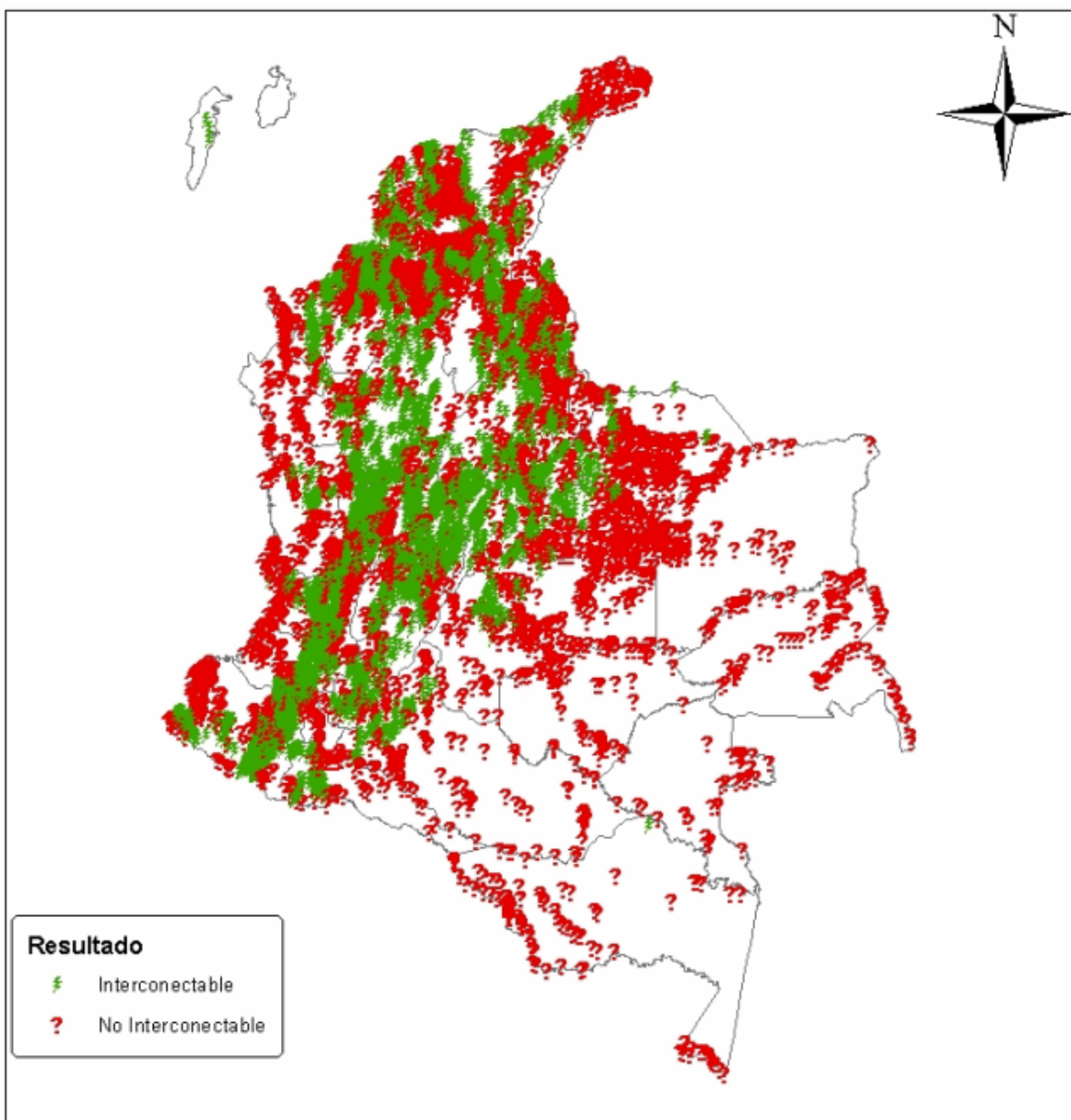
Tanto el presupuesto como la inversión pública y privada se calcularon con base a los precios para valorar el plan

10.3 Centros poblados interconectables y no interconectables

Como otro resultado del Plan, se obtuvo cuáles centros poblados serían factibles de interconectar y cuales no o “permanecerían aislados” para este período.

Adicionalmente, al correr el modelo sin tener en cuenta la existencia de las plantas diesel, se observó que en la mayoría de los centros poblados el modelo eligió como la alternativa más económica la solución con diesel. En la próxima versión del Plan, se incluirán dichos resultados.

Figura 36: Resultado por centro poblado, interconectable y no interconectable



10.4 Impacto Tarifario de la expansión

Teniendo en cuenta los nuevos usuarios a interconectarse con la inversión pública, doce departamentos no tendrían ningún impacto en la tarifa, mientras que los restantes quince, sólo tendrían un impacto menor al 1%, como se observa en la Tabla 26. Esto es considerando costos unitarios hundidos.

Tabla 26 Impacto tarifario de la expansión

Departamento	Operador	Costos Unitarios Diciembre de 2005 [\$/kWh]	CU de la Expansión con costos hundidos [\$/kWh]	% del Impacto en la tarifa
Antioquia	EADE	372,86	331,02	0,000%
Arauca	ENELAR	324,34	294,72	0,000%
Atlántico	ELECTRICARIBE	231,85	289,83	0,016%
Bolívar	ELECTROCOSTA	264,46	323,73	0,087%
Boyacá	EBSA	325,22	313,05	0,000%
Caldas	CHEC	305,20	317,76	0,013%
Caquetá	ELECTROCAQUETA	319,76	306,33	0,000%
Casanare	EBSA*	325,22	327,47	0,005%
Cauca	CEDELCA	329,66	296,44	0,000%
Cesar	ELECTRICARIBE	231,85	282,41	0,062%
Chocó	DISPAC	235,14	313,33	0,679%
Córdoba	ELECTROCOSTA	264,46	304,73	0,098%
Cundinamarca	C/MARCA	349,18	308,01	0,000%
Huila	Electrohuila	497,94	320,56	0,000%
La Guajira	ELECTRICARIBE	231,85	294,56	0,034%
Magdalena	ELECTRICARIBE	231,85	288,86	0,076%
Meta	EMSA	404,05	303,62	0,000%
Nariño	CEDENAR	300,50	307,55	0,088%
Norte de Santander	CENS	243,23	289,53	0,319%
Putumayo	Empresa de Energía del Putumayo	275,48	269,16	0,000%
Quindío	EDEQ	290,01	294,32	0,008%
Risaralda	EEP	225,58	241,11	0,084%
Santander	ESSA	254,30	261,30	0,036%
Sucre	ELECTROCOSTA	264,46	338,21	0,049%
Tolima	ENERTOLIMA	279,94	271,11	0,000%
Valle del Cauca	EPSA	293,99	291,62	0,000%

11 RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL DEPARTAMENTAL

Los resultados del plan para cada departamento, los puede consultar en el siguiente documento:

[*Resultados_PIEC_Deptos.PDF*](#)

12 CONCLUSIONES, ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES

A lo largo del análisis de los documentos consultados para la preparación del presente Plan y de los estudios realizados para su elaboración ha sido evidente que la problemática para determinar en forma precisa los índices de cobertura en todas las localidades y principalmente donde ella es cero o muy baja y más aún para lograr una cobertura igualitaria en todas las regiones en el mediano plazo es muy compleja ya que depende de factores muy variados como se ilustra más adelante.

Las dificultades mencionadas no han impedido realizar avances importantes en la expansión de la prestación del servicio de electricidad que para finales del 2005 era de 91,7 para la Zona Interconectada, del 44,8 para la Zona No Interconectada y de 90,7% para el total del país; valores que son superiores a los de otros países de la región (Bolivia 28,3% de cubrimiento rural en 2003 con proyección de 45% para el 2007¹⁶, Ecuador con meta del 90% para el 2006⁵, Perú 75,3 en 2002 con proyección de 91% para el 2012¹⁷ y no obstante que Colombia tiene la tercera geografía más accidentada del mundo en una muestra de 155 países y con el indicador de concentración poblacional más baja de América Latina¹⁸.

Sin embargo, el reto de lograr el aumento de Cobertura propuesto en el presente Plan 94.1% para la Zona Interconectada, 87.1 para la Zona No Interconectada y 93.92% para el total del país impone la necesidad de analizar la problemática y solucionar al menos la mayoría de las dificultades.

12.1 Problemática para los análisis y planeamiento de la expansión de la cobertura

Las dificultades para la determinación de los índices de cobertura en cualquier momento y para el estudio de los mejores proyectos para su ampliación radican en la disponibilidad de información confiable y actualizada de la Ubicación de los Centros Poblados (Georreferenciación), Subestaciones de Distribución y Plantas de Generación que prestan servicio local; del número de Viviendas Totales y Viviendas

¹⁶ Propuesta de Estructuración del Comité Andino de Energización con Énfasis en la Promoción de Energías

Renovables y Desarrollo de Zonas Deprimidas, XV Programa de Pasantías Comunidad Andina-Bid/Intal, Diego Andrés Gaitán Cuesta, Junio de 2006.

¹⁷ Políticas de Electrificación Rural para la Expansión del Servicio Público de Electricidad Colombia - Perú, Fernando de Narváez Llano, Observatorio Colombiano De Energía, Observatorio De Servicios Públicos Domiciliarios, Universidad Nacional De Colombia Universidad Externado, Seminario Servicios Públicos. Experiencias Colombianas y Latinoamericanas, Noviembre de 2004.

¹⁸ 2019 Visión Colombia II Centenario, Generar una Infraestructura Adecuada para el Desarrollo, DNP, Marzo 2006.

con Servicio (aproximadamente equivalente a Usuarios). Esta información, una de carácter general y cuya fuente natural es el DANE y otra propia del Sector Eléctrico a su vez con distintas fuentes, el SUI de la SSSP y el IPSE no es fácil que sea totalmente congruente, que tengan similares criterios de actualización y alguna inclusive debe ser el resultado de proyecciones a lo largo de varios años.

Adicionalmente, dado que la información que alimenta la base del SUI proviene de las empresas comercializadoras y los ORs que con cierta periodicidad deben hacer reportes a la SSSP por demoras y deficiencias en los reportes de tales empresas la información no siempre es oportuna ni suficientemente exacta.

12.2 Problemática para la ejecución de la expansión de la cobertura

La problemática para la expansión de la cobertura se origina fundamentalmente en los bajos consumos y densidad poblacional y en los bajos ingresos de los habitantes de las localidades aún no servidas, pero incide en una apreciable cantidad de aspectos que combinados entre sí podrían impedir que aún disponiendo de recursos no se logre avanzar en el aumento de cobertura con la rapidez factible y deseable.

La lejanía y difícil acceso de los sitios a electrificar respecto a las zonas electrificadas o desarrolladas para la construcción, atención y mantenimiento de líneas o plantas y redes implican costos elevados de operación, mantenimiento y comercialización (facturación y recaudo) y por lo tanto que los OR's existentes privados o públicos que tienen que cumplir metas de desempeño, así como las potenciales Empresas Prestadoras del Servicio no se interesen por atender las localidades que hoy no tienen servicio de electricidad.

Los bajos ingresos de los habitantes de las regiones apartadas y la consecuente insuficiente capacidad de pago de los usuarios, dan lugar a la demora en los pagos e inclusive al retiro de los usuarios que generan los problemas de cartera y retiro de Usuarios aumentando la dificultad de las empresas que prestan el servicio para lograr la rentabilidad deseable de su actividad.

Finalmente la baja capacidad técnica y financiera de los municipios y aún los departamentos en las regiones pobres (solo 48 municipios y 1 Gobernación son actualmente responsables del servicio), para identificar, estudiar, diseñar, llevar a cabo concesiones o ejecutar los proyectos necesarios para la prestación del servicio de energía eléctrica, implican que contrariamente a lo previsto en la ley, en la práctica no exista un ente o entes que estén obligados a adelantar los mecanismos para efectivamente dotar del servicio de energía a tales regiones.

Ante la cantidad de dificultades planteadas y considerando que no existía una señal tarifaria que indujera a que las EPS se interesen en extender sus sistemas a las zonas que aún no los tienen, la responsabilidad recaía en el Estado en sus diferentes niveles. En la actualidad con la expedición del Decreto 388 de 2007 se abre una puerta para que los OR's realicen un plan de expansión de la prestación

del servicio de sus zonas, para que una parte de él sea reconocido vía tarifas y otra pueda ser financiado por los recursos existentes en los fondos. De esta forma se podrán alcanzar las metas establecidas en el Plan de Desarrollo, por lo menos en lo que se refiere al SIN.

No obstante que la regulación vigente ha logrado apreciables logros en el funcionamiento del sistema interconectado, para las Zonas No Interconectadas no ha establecido mecanismos que promuevan la ampliación de las facilidades existentes ni la construcción de nuevas plantas locales. La resolución 033 de 2005 que presenta el proyecto de resolución para la adopción de los criterios generales para remunerar las actividades de generación (diesel, hidráulicas a pequeña escala y sistemas solares foto-voltáicos), distribución y comercialización de energía eléctrica y las fórmulas de costo de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas no Interconectadas, llena los vacíos en cuanto a cargos máximos para plantas locales y los sistemas de distribución asociados pero no los problemas relativos al desarrollo de la competencia ni a la falta de estímulo para la creación o el fortalecimiento de empresas que presten el servicio.

Sin embargo, con los mecanismos propuestos en el CONPES 3453 de 2006 y en el Plan de Desarrollo se pretende entregar la gestión de las empresas de las Zonas No Interconectadas a particulares que se encarguen de la prestación del servicio de energía, eliminando los siguientes inconvenientes:

- Existencia de numerosas empresas (en la ZNI) pero sin capacidad técnica suficiente
- Empresas que no compiten por expandir la prestación del servicio a otras localidades.
- Costos de administración y mantenimiento para plantas pequeñas altos comparativamente con las ventas por lo que al tratar de economizar en ellos se agravan los problemas a mediano y largo plazo.
- Falta de prestación de servicio por insuficiencia de recursos.

12.3 Recomendaciones en cuanto a la Información para la Elaboración y Actualización de los Planes de Cobertura del Servicio de electricidad

En relación con las deficiencias de información, se requiere una gran colaboración entre las entidades que originan o producen la información necesaria para la actualización del Plan de Cobertura del Servicio de Electricidad en forma que los datos producidos por los distintos entes (DANE, SSP, IPSE, OR's y ESP's que prestan servicio en las ZNI) tengan la mayor congruencia y exactitud posible. En particular se debe adoptar procedimientos que permitan las siguientes acciones:

Interacción entre UPME y DANE para mantener información coherente para todos los Centros Poblados relativa a Usuarios y Viviendas, la UPME puede suministrar información sobre aumentos o disminuciones de Usuarios con base en la información del SUI que puede ser de ayuda para las proyecciones del DANE y éste

con cierta periodicidad suministrar proyecciones no solo de población y viviendas si no también de viviendas con servicio, habitantes por vivienda, hogares con y sin servicio etc.

Colaboración de la UPME con el SUI en la depuración de la información, principalmente la relativa a líneas y subestaciones existentes

Colaboración de la SSP para que los planes de expansión de los OR's sean entregados oportunamente a la UPME.

Suministro oportuno por parte de los OR's y de las ESP a la SSP, el IPSE y la UPME o a quien corresponda en cada caso y éste la pase a la UPME de información geográfica sobre subestaciones de distribución y de líneas de niveles de voltaje 2 y 3. Para esto es necesario que el Ministerio de Minas y Energía y la CREG mediante los decretos y resoluciones que sean del caso establezcan la obligación a las empresas y demás entidades de entregar tal información en forma oportuna, completa y precisa y establecer control y sanciones por parte de la SSP a quien incumpla.

12.4 Otras Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones implican modificaciones a la ley o a la regulación y requerirán por lo tanto de estudios técnico-jurídicos detallados, por lo que solo se plantean como temas cuyo detalle excede el alcance de este documento.

- Incentivar el uso de fuentes no convencionales mediante subsidios adicionales, provenientes de fondos distintos a los de electrificación pero que sean aplicables a las ventajas de usar tales tecnologías
- Solicitar a los OR's el cumplimiento de la resolución 070 de 2000, que significa la elaboración de planes de expansión que tengan como referencia los niveles de cobertura definidos por la UPME
- Para las ZNI permitir niveles diferenciales de calidad cuando esto permita reducciones apreciables en el cargo por uso
- Establecer tarifas diferenciales que no solo tomen en cuenta el costo del proyecto y sus pérdidas eléctricas, si no también la financiación estatal, es decir que las tarifas de los usuarios de proyectos financiados no entren el promedio del OR, si no que su tarifa corresponda a los costos no financiados.
- Si la vigencia de los actuales fondos es menor que los tiempos requeridos para llegar a niveles igualitarios de cobertura en todo el país se deberán prorrogar o reemplazarlos por otros similares.
- En las Zonas no Interconectables permitir que los Fondos puedan financiar los costos de combustibles para generación de electricidad.
- Mantener los subsidios para Electrocombustible
- Establecer la devolución de las porciones financiadas cuando los proyectos comiencen a ser rentables por aumento en la demanda

