



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MARCO REGULATORIO PARA LA
PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS**

DOCUMENTO CREG-075
26 de octubre de 2007

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1. DETERMINACION DE CARGOS POR COMPETENCIA A LA ENTRADA	17
1.1 Conformación de Áreas de Servicio Exclusivo	17
1.1.1 Reglas para la conformación de Áreas de Servicio Exclusivo.....	18
1.1.2 Intervención de la Comisión previa a la apertura de la invitación.....	18
1.2 Remuneración de la Prestación del servicio en Áreas de Servicio Exclusivo.....	18
2. DETERMINACIÓN DE CARGOS POR COSTOS MEDIOS DE MEDIANO PLAZO .19	
2.1 Determinación de la Demanda Unitaria y del Factor de Carga	19
2.2 Determinación del Factor de Carga.....	19
2.3 Determinación de la Demanda Unitaria.....	21
2.4 Tasa de Retorno sobre la Inversión.....	21
2.5 Prima de Riesgo Tecnológico.....	21
2.6 Remuneración de la Actividad de Generación en las ZNI.....	23
1.2.1 Determinación del Costo Unitario con Tecnología Diesel	23
1.2.2 Costo Tecnología Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	29
1.2.3 Costo Tecnología Solar Fotovoltaica	31
1.2.4 Interconexiones con Otros Sistemas Eléctricos (Excepto al SIN)	32
1.2.5 Generación con GLP	33
1.2.6 Análisis y Propuesta.....	33
1.2.7 Disposiciones Generales para Calidad del Servicio.....	33
2.7 Remuneración de la Actividad de Distribución en las ZNI.....	33
2.7.1 Análisis y Caracterización de la Red Existente.....	33
2.7.2 Análisis de los Sistemas de Distribución Existentes	33
2.7.3 Generalidades Constructivas de los Sistemas de Distribución	37
2.7.4 Caracterización de los Sistemas de Distribución Existentes.....	37
2.7.5 Diseño Circuito Económico Eficiente.....	39
2.7.6 Metodología para el Cálculo del Circuito Económico de Nivel 1	41
2.7.7 Costos Eficientes de Distribución Nivel 1	42
2.7.8 Metodología para el Cálculo del Circuito Económico de Nivel 2	43
2.7.9 Costos Eficientes de Distribución Nivel 2	44

2.7.10	Conclusiones.....	44
2.8	Remuneración de la Actividad de Comercialización en las ZNI	45
2.8.1	Determinación del Costo Base de Comercialización	45
2.8.2	Metodología	45
2.8.3	Resultados.....	46
3.	FORMULAS TARIFARIAS PARA LAS ZNI	48
3.1	Fórmulas Tarifarias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica con Soluciones de Generación Colectiva con Red	48
3.1.1	Cargo de Generación.....	49
3.1.2	Cargo de Distribución.....	52
3.1.3	Cargo de Comercialización	53
3.2	Fórmula Tarifaria para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica con Soluciones Individuales sin Red Física (Cobro por Potencia)	54
3.2.1	Cargo de Generación.....	54
3.2.2	Cargo de Gestión Comercial del Generador para Soluciones Individuales.....	55
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
	CÁLCULO TASA DE DESCUENTO	59

MARCO REGULATORIO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

INTRODUCCIÓN

Mediante la Resolución CREG 033 de 2005, se presentó a consulta pública la propuesta regulatoria para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas - ZNI. Para el efecto se desarrollaron Audiencias Públicas en las ciudades de Bogotá, Villavicencio, Quibdó y Tumaco, en las siguientes fechas respectivamente: Septiembre 5, 12, 26 y 29 de 2005.

Durante el período de consulta se presentaron importantes reformas legislativas, directrices de política y decretos reglamentarios, los cuales junto con los comentarios de la industria y demás interesados, y los estudios internos hicieron mandatario por parte de la CREG revisar la propuesta presentada mediante la Resolución CREG-033 de 2005.

Desarrollos normativos, de política y comentarios de la etapa de consulta.

- Reglamentación de Subsidios. Ley 1117 de 2006. *“Los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas”.*
- Modificación de Ecopetrol. Artículo 9 de la Ley 1118 de 2006. *“CARGAS FISCALES. Ecopetrol S.A. una vez constituida como sociedad de economía mixta, no estará obligada a asumir cargas fiscales diferentes a las derivadas del desarrollo de su objeto social”.*
- Reglamentación de aportes públicos. Artículo 143 de la Ley 1151 de 2007. *“El numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 quedará así: las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios. En estos casos, el valor de dichos bienes y/o derechos no podrán incluirse para los efectos del cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos para garantizar la reposición de estos bienes. Lo dispuesto en el presente artículo, no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización respecto de dichos bienes o derechos.*
- Autorización para Áreas de Servicio Exclusivo. Artículo 65 de la Ley 1151 de 2007. *“Servicio de Energía Eléctrica en ZNI. El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”.*
- Modificación régimen de subsidios y contribuciones. Artículo 65 de la Ley 1151 de 2007. *“Adicionalmente, en las Zonas no Interconectadas la contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, no se aplicará a usuarios no residenciales y a usuarios no regulados”.*

- Mediante el Documento CONPES 3453 de fecha 11 de diciembre de 2006, se recomendó a la Comisión adelantar, en el término de un año, un esquema tarifario para las ZNI, que contemple:
 - i) Los costos reales de la generación de EE en las ZNI;
 - ii) Los costos de AOM y reposición de redes según las características particulares de las zonas;
 - iii) Rentabilidad coherentes con los riesgos inherentes a la gestión de un servicio de EE en estas zonas;
 - iv) Las características demográficas de las diferentes localidades; y
 - v) El costo de mantener el Centro Nacional de Monitoreo como una unidad independiente para el sector.

- **Comentarios de la Industria e interesados (Resumen) ANEXO3.**

Los comentarios a la propuesta de marco regulatorio para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas fueron presentados mediante las siguientes comunicaciones:

RADICADO CREG	ENTIDAD
E-2005-004916	USAENE-Jairo Ramírez
E-2005-005053	Acquaire Ltda.
E-2005-006495	IPSE
E-2006-003038	IPSE
E-2006-008074	IPSE

Los principales comentarios, que se presentan en el Anexo 3 de este documento, están relacionados con los siguientes temas e identificados así:

1. Definir Factor de Carga y Demanda Unitaria diferentes para localidades con 24 horas de servicio y menores de 24.
2. Establecer un Costo Promedio de Capital que reconozca los riesgos de la actividad en las ZNI
3. Reconocer un Nivel de Pérdidas de energía que considere una senda e incluya las pérdidas no técnicas
4. Revisar las eficiencias de conversión energética en las plantas de generación
5. Revisar los costos de transporte de materiales, combustible y lubricante
6. El costo base de comercialización por usuario es bajo comparado con los del SIN.
7. Reconocer la inversión de la macromedición en plantas de generación

La Comisión en la metodología ha considerado factores de carga para horarios de prestación del servicio de 24 horas y para menos de 24 horas. La demanda unitaria fue ajustada a 0.40 kW por usuario.

La tasa de reconocimiento de inversiones fue modificada con base en la metodología establecida por la CREG y en algunos casos se reconocen los mayores costos que implica la prestación del servicio de energía en las ZNI.

Las pérdidas de energía reconocidas se mantienen en el 10%, hasta que la Comisión establezca una nueva metodología de reconocimiento de las mismas.

Con base en información disponible en el IPSE y la industria, se hicieron ajustes a los factores de conversión energética de las plantas y costos de transporte de los combustibles y lubricantes.

Los equipos de macromedición y transmisión de datos de la energía generada fueron incluidos en los costos de las plantas de generación mayores de 100 kW.

Con base en lo anterior, a continuación se presenta la propuesta regulatoria ajustada, teniendo en cuenta lo dos enfoques metodológicos para la prestación del servicio en ZNI:

- Determinación de cargos regulados por competencia a la entrada mediante procesos competitivos;
- Determinación de cargos por costos medios de mediano plazo.

1. DETERMINACIÓN DE CARGOS POR COMPETENCIA A LA ENTRADA

Uno de los principales ejes de la determinación de cargos por competencia a la entrada, es el diseño de esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas por parte del Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1151 de 2007. Para este propósito, dicha entidad podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica en estas zonas, mediante procesos competitivos que desarrollen las actividades que se muestran en la figura siguiente:

PRODUCTO	PREPARACION	PROCESO COMPETITIVO	PLANEACION	VIGENCIA
MME define Áreas de serv. Periodo de Vigencia Horas diarias	MME define Contrato tipo Garantías Periodo de Preparación	MME define Rondas Decrementos Subastador	MME define Garantías y Contrato Auditoría de Obra Periodo de Planeación	MME Subsidios Cumplimiento SSPD Cumplimiento
CREG define Reglas generales	CREG define Periodos minimos	CREG define Reglas generales Curva de Demanda	CREG define Periodos minimos	Auditor Cumplimiento CNM Cumplimiento
	1 Mes		3 meses	5-20 Años

Figura 1. Actividades de los procesos competitivos

1.1 Conformación de Áreas de Servicio Exclusivo

Cuando la autoridad competente decida conformar áreas de servicio exclusivo, para

otorgar la extensión del servicio mediante invitación pública, se seguirán los procedimientos que se describen a continuación:

1.1.1 Reglas para la conformación de Áreas de Servicio Exclusivo.

Con anterioridad a la asignación de las áreas de servicio exclusivo en las ZNI, la Comisión verificará el cumplimiento de los motivos que permiten la inclusión de cláusulas de exclusividad en los contratos de prestación del servicio de energía eléctrica, previstas en el Artículo 40 de la Ley 142 de 1994. Para ello tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- a) La conformación del área geográfica para la prestación debe asegurar la extensión de la cobertura del servicio y el mejoramiento de la calidad en la prestación del mismo.
- b) La conformación del área geográfica debe buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, de alcance, las derivadas de la localización geográfica y la dotación de recursos naturales.

1.1.2 Intervención de la Comisión previa a la apertura de la invitación

Con anterioridad a que la autoridad competente proceda a la apertura de la invitación pública para el otorgamiento de un Área de Servicio Exclusivo, la Comisión señalará por medio de una resolución el cumplimiento de las condiciones legales de las áreas conformadas. Adicionalmente, verificará que las cláusulas de exclusividad sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

En los contratos de prestación del servicio se tendrá en cuenta que únicamente el prestador del servicio adjudicatario del contrato de concesión especial podrá desarrollar una o todas las actividades inherentes a la prestación del servicio público de energía eléctrica dentro del área geográfica objeto de exclusividad.

Los concesionarios de áreas de servicio exclusivo serán Empresas de Servicios Públicos y estarán sometidas a la Ley 142 de 1994, a las disposiciones que la modifiquen y al contrato de concesión. En lo no previsto por ellas, las partes estarán sujetas a las resoluciones expedidas por la Comisión.

En todo caso, la expansión de la infraestructura de generación y de los sistemas de distribución en el Área de Servicio Exclusivo será responsabilidad de las empresas concesionarias, y las fórmulas tarifarias propuestas se aplicarán a los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo.

1.2 Remuneración de la Prestación del servicio en Áreas de Servicio Exclusivo

La obligación de prestación del servicio en Áreas de Servicio Exclusivo se asignará mediante procesos competitivos llevados a cabo a través de invitaciones públicas. Éstas serán definidas de manera precisa, estableciendo un período razonable de preparación de ofertas, un período de planeación para el cumplimiento de las obligaciones asignadas y de un plazo de vigencia de las concesiones.

Los procesos competitivos para la asignación de las obligaciones de prestación del servicio tendrán un adjudicatario único en cada área y deberán garantizar los principios de publicidad, simplicidad, objetividad y transparencia.

La Comisión definirá un precio de reserva, por encima del cual no se admitirá trasladar a los usuarios, los costos resultantes de un proceso competitivo.

Durante el periodo de vigencia de las concesiones, el contratante establecerá un mecanismo para verificar el cumplimiento de los compromisos de extensión de cobertura y de calidad del servicio.

2. DETERMINACIÓN DE CARGOS POR COSTOS MEDIOS DE MEDIANO PLAZO

2.1 Determinación de la Demanda Unitaria y del Factor de Carga

El factor de carga puede entenderse como una medida que indica la naturaleza de la carga instalada, por lo que se define entonces como la relación de la potencia media a la potencia máxima de punta, es decir:

$$M = \text{Potencia media [kva]} / \text{Potencia máxima [kva]}$$

Para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que construirse la central eléctrica para potencia de punta, suministra un pequeño porcentaje de este valor, de forma que la central eléctrica desaprovecha sus capacidades durante el mayor tiempo de funcionamiento, ya que la potencia de punta se precisa solo durante cortos periodos de tiempo.

Aceptando la realidad de las ZNI, para determinar el factor de carga y la demanda de energía en éstas, se establecen tres rangos para la prestación del servicio: localidades con hasta 6 horas diarias, localidades con hasta 12 horas diarias y localidades con más de 12 horas de servicio.

Lo anterior, se fundamenta en los siguientes aspectos:

- a) En la mayoría de las localidades se presta el servicio de energía entre 5 y 6 horas diarias (92% del total).
- b) La demanda de energía en horas nocturnas es muy baja debido a la ausencia de actividades productivas en la gran mayoría de las localidades.
- c) La eficiencia de las plantas de generación diesel para atender demandas por debajo del 50% es baja.
- d) Los fabricantes de motores diesel recomiendan no operarlos en capacidades por debajo del 50% de su capacidad nominal, debido al elevado desgaste del motor.

2.2 Determinación del Factor de Carga

Para establecer el factor de carga se acudió a la información de empresas del SIN que tuvieran características semejantes a las de una empresa de las ZNI en cuanto a comportamientos en los patrones de consumo. Así, se escogieron empresas que están en los departamentos que hacen parte de las ZNI pero que están interconectadas, de tal

forma que nos indique el comportamiento real de la demanda con una prestación del servicio en forma continua las 24 horas del día. Para ello, se utilizó información de la curva de carga típica de un día normal de un circuito netamente residencial, debido a que la demanda en las ZNI es principalmente residencial y el comercio e incipiente industria no cambian el patrón de consumo. Las empresas seleccionadas se muestran en la Tabla 1, en donde se aprecia que atienden en su mayoría demanda residencial.

Tabla 1. Empresas seleccionadas del SIN con características semejantes a las ZNI

Empresa	No residencial	Residencial
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	5,07%	94,93%
Electrificadora Del Caqueta S.A. Esp.	9,18%	90,82%
Empresa De Energía De Arauca E. S.P	8,54%	91,46%
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	11,27%	88,73%
Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P.	11,17%	88,83%
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.	3,42%	96,58%

De las curvas de carga típicas de las anteriores empresas se obtuvo una curva promedio, cuyo factor de carga aproximado corresponde a 0,60 como se presenta en la Figura .

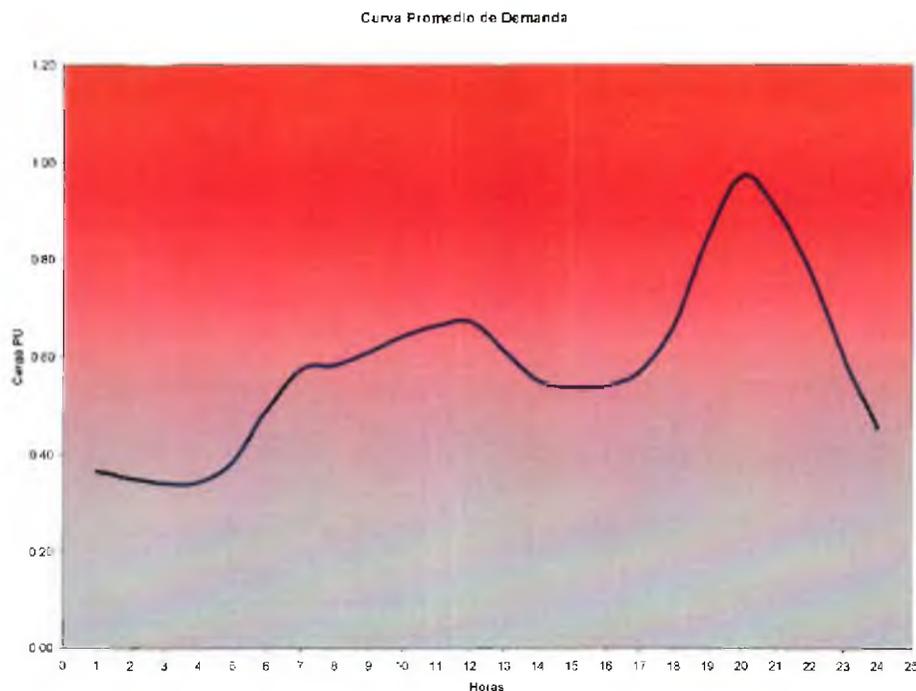


Figura 2. Curva de Carga Promedio para las ZNI

Con base en la información de las curvas de demanda de localidades con generación entre 9 y 18 horas, se encontró que el factor de carga es 0,75. En consecuencia, se adoptará un valor de 0,60 para las localidades con 24 horas de servicio y de 0,75 para las demás localidades.

2.3 Determinación de la Demanda Unitaria

La demanda de energía por usuario del sector residencial, para las empresas de la Tabla 1, arrojó como resultado un promedio mensual de 98,67 kWh. Si se hiciera uso de un factor de carga de 0,60, se tendría que la demanda de potencia por usuario sería de 0,23 Kw. No obstante, con base en información de las Zonas no Interconectadas cargada al SUI y la reportada por el IPSE, se encontró una demanda promedio por usuario entre 0,30 y 0,60 kW.

Con base en lo anterior, en los diferentes cálculos conducentes a la determinación de cargos regulados se utilizó una demanda promedio unitaria de 0,40 Kw por usuario.

2.4 Tasa de Retorno sobre la Inversión

El cálculo de la tasa de retorno sobre la inversión que se presenta en este documento considera la metodología adoptada por la Comisión mediante la Resolución CREG-013 de 2002 para el reconocimiento de rentabilidad sobre inversiones de monopolios regulados con la metodología de incentivos mediante precios máximos e incluye un reconocimiento del riesgo a la inversión en tecnologías renovables, tema que en nuestro país todavía está en proceso de aprendizaje. Como se muestra en el Anexo 1, la tasa de retorno obtenida con la metodología mencionada arroja una cifra de 12.18 % en pesos constantes antes de impuestos.

Esta tasa podrá revisarse una vez se defina la tasa de retorno para remunerar la actividad de distribución eléctrica en las ZNI.

2.5 Prima de Riesgo Tecnológico

La prima de riesgo tecnológico se determinó como el retorno sobre la inversión que se tiene sobre las tecnologías renovables, en las cuales existe incertidumbre sobre el costo de inversión presente y futuro.

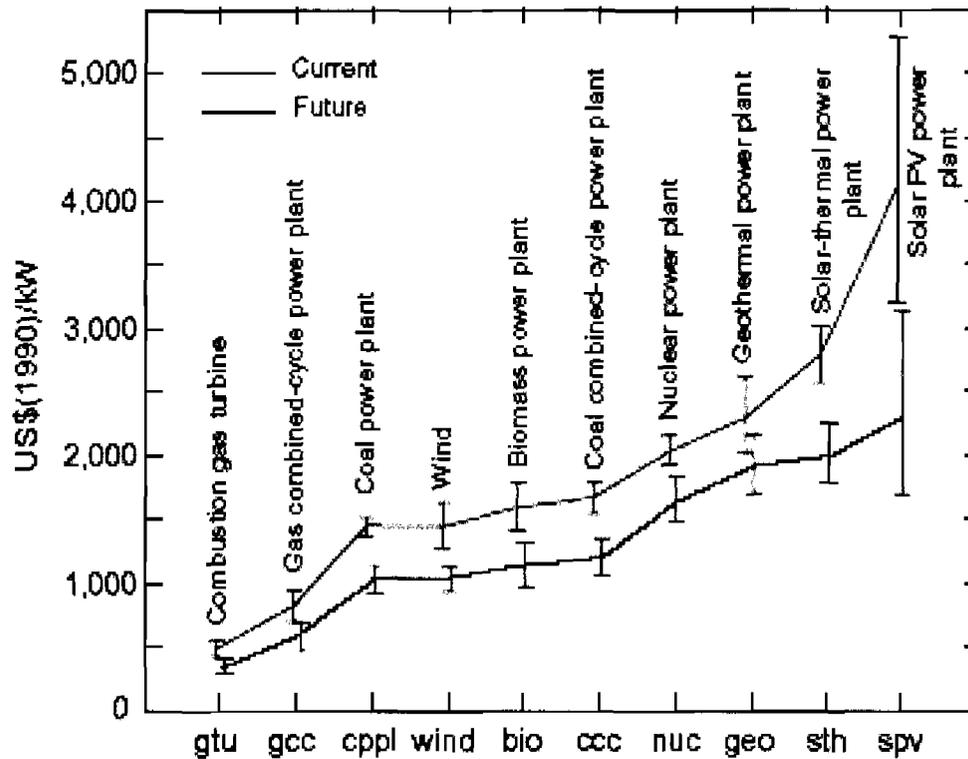


Figura 3. Media y Desviación Estándar de los Costos de Inversión para tecnología de Conversión, presentes y futuros (2020).

Fuente: Technological Change and Diffusion. IIASA.

Como se muestra en la figura anterior, el costo de una tecnología renovable es una variable aleatoria que sigue una distribución NORMAL. Los datos de las tecnologías se obtuvieron de bibliografía internacional presente en www.iiasa.ac.at. Principalmente del libro "Technological Change and Diffusion" [IIASA, 2003].

La metodología supone encontrar un punto de indiferencia para el inversionista de un proyecto de inversión en tecnologías renovables cuando se tiene incertidumbre sobre su costo frente a la inversión en una tecnología convencional como la correspondiente a las plantas térmicas Diesel. Para esto, se calculó una tasa tal que el proyecto fuera indiferente para el Inversionista cuando el costo es la media de la distribución o cuando se cubre el 75% del riesgo con respecto a la media.

Después de realizar los cálculos correspondientes se encontró que dicho riesgo justifica el reconocimiento de una prima adicional sobre el costo de capital de 3.5%, Con lo anterior y como se muestra en el Anexo 1, se encontró que la tasa de rentabilidad para el cálculo de cargos de generación que utilicen tecnologías con recursos renovables corresponde a un valor de 15,68% antes de impuestos en términos reales.

2.6 Remuneración de la Actividad de Generación en las ZNI1

Teniendo en cuenta las características propias de cada una de las tecnologías, como son los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento se determina el costo medio unitario de generación.

En esencia, la metodología utilizada para evaluar las diferentes tecnologías consiste en determinar cada uno de los componentes de costos en los cuales se incurre para generar un kWh, considerando las tasas de rentabilidad sobre la inversión y las demandas de energía y potencia señaladas anteriormente.

Se presentan a continuación los costos de generación con diesel y algunas tecnologías con fuentes renovables de energía.

1.2.1 Determinación del Costo Unitario con Tecnología Diesel

Para calcular el costo unitario eficiente de la tecnología diesel se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros que caracterizan la prestación del servicio en las ZNI:

- Tasa de Retorno: 12,18 %.
- Tasa de Cambio (dic 31 de 2006): 2.238 \$Col/USD.
- Horas de Prestación de Servicio: 0-6 Horas, 6-12 Horas y mayor de 12 horas.
- Factor de Carga: 0,60 y 0,75
- Costos de Inversión: Tomados del estudio AENE. Incluyen Factor de Instalación.
- Disponibilidad Anual de las Plantas: 98% [GRI 1993].
- Vida Útil: 20.000, 60.000 y 120.000 Horas de Servicio

Con respecto a las variables intrínsecas de la tecnología se tuvieron en cuenta las siguientes, con sus valores correspondientes:

Consumo Específico de Combustible ACPM (Ec):

Capacidad <= 100 kW	→ 0,0974 Galones/kWh
100 kW < Capacidad <= 200 kW	→ 0,0880 Galones/kWh
200 kW < Capacidad <= 1000 kW	→ 0,0825 Galones/kWh
1000 kW < Capacidad <= 2000 kW	→ 0,0801 Galones/kWh
Capacidad > 2000 kW	→ 0,0722 Galones/kWh

Los valores anteriores corresponden al consumo específico aproximado a carga media, debido a que el Consumo Específico de combustible aumenta cuando la carga es menor a la capacidad nominal.

- Consumo Específico de Lubricante (El):

0 kW < Capacidad <= 2000 kW	→ 0,00050 Galones/kWh
Capacidad > 2000 kW	→ 0,00025 Galones/kWh

¹ Para la realización de este capítulo se utilizaron los resultados de la Tesis de Grado desarrollada por Juan F. Gálvez y Julio Hernández, estudiantes de la Universidad Nacional de Colombia.

De acuerdo con la información de los fabricantes, la operación en condiciones que no corresponden a las ISO no implica adquirir máquinas mayores, sino que el rendimiento del combustible por kWh disminuye levemente. De otro lado, la eficiencia de los equipos de generación disminuye de forma insignificante a través de los años, razón por la cual no se consideran rendimientos de combustible variables a través de la vida útil de las máquinas.

Los consumos de combustible de los equipos generadores en régimen "Prime" (carga variable promedio menor del 70% de la capacidad nominal) presentados por los fabricantes son para temperaturas ambientes normalmente de 27 °C (y hasta 40 °C) y alturas sobre el nivel del mar hasta de 1050 m. Para condiciones de temperatura y altura mayores a éstas (entre 40 y 50 °C y hasta 2800 msnm), se deben afectar los rendimientos un 4.3% por cada 305 m. Puesto que la mayoría de las localidades de las ZNI están localizadas por debajo de los 1000 msnm, se entiende que no se requiere ajuste en la producción de energía por galón de combustible.

Tomando la metodología del estudio de HB & AENE se calcularon los costos de la Tecnología Diesel, como se muestran a continuación:

Cálculo del Costo del Combustible

Costo de Combustible (CC): El costo por consumo de combustible esta dado por:

$$CC (\$/kWh) = CEC \times PC$$

Donde:

CEC = Consumo Específico de Combustible (gal / kWh).
PC = Precio del galón de Combustible en el sitio (\$ / gal).

Cálculo del Costo del Lubricante

Costo de Lubricante (CL): El costo derivado por consumo de lubricante está dado por:

$$CL (\$/kWh) = CEL \times PL$$

Donde:

CEL = Consumo Específico de Lubricante (gal / kWh).
PL = Precio del galón de Lubricante en el sitio (\$ / gal).

Cálculo de los Costos Operativos

Costos Operativos (CO): Se estiman como equivalente al 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante.

$$CO = 0,1 \times (CC + CL)$$

Cálculo de los Costos Totales de Operación

Los costos totales de operación están dados por la siguiente ecuación:

$$CT (\$/kWh) = CC + CL + CO$$

Reemplazando se tiene:

$$CT (\$/kWh) = 1,1 (CEC \times CC + CEL \times CL) \quad (1)$$

Cálculo de los Costos de Mantenimiento

El costo de mantenimiento (CM) puede determinarse como un porcentaje del costo de depreciación del grupo así:

$$CM (\$ / kWh) = 0,55 \times \text{Depreciación}$$

Donde:

$$\text{Depreciación } (\$/kWh) = \text{Valor planta} / \text{Generación total}$$

$$\text{Generación total (kWh)} = \text{Potencia Nominal} \times \text{Factor de Carga} \times \text{Vida útil}$$

Vida útil de los grupos electrógenos:

La vida útil de un grupo electrógeno depende de la forma de operación y del mantenimiento que se le dé a éste. Considerando el mantenimiento y operación establecidos en las fichas técnicas de las máquinas, se asumen los siguientes valores para efectos de estos cálculos.

- 1) 20.000 horas para motores hasta 2.000 kW**
- 2) 60.000 horas para motores de capacidad superior y altas revoluciones**
- 3) 120.000 horas para motores de capacidad > 2.000 kW y bajas revoluciones**

Cálculo del Costo de Transporte

La Resolución No. 181191 de 2002 expedida por el Ministerio de Minas y Energía definió al Electrocombustible en los siguientes términos:

"... de conformidad a lo establecido en los Artículos 2° y 3° de la Ley 681 de 2001, se entiende como ACPM al Electrocombustible (sic), el cual estará exento del pago de Impuesto Global y la Sobretasa cuando este sea usado en generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas"

Tabla 2. Estructura de Precios Electrocombustible Enero de 2007 (\$ por galón)

COMPONENTES DEL PRECIO	ELECTROCOMBUSTIBLE
1. Ingreso al Productor	3005,14
2. IVA	480,82
3. Tarifa Estampilla de Transporte de Combustibles (2)	(*)
4. Precio Máx. de Venta al Distribuidor Mayorista	(**)
5. Margen del distribuidor mayorista	181,37
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista	(**)
7. Transporte planta abasto mayorista a usuario (3)	

(1) Resolución del Ministerio de Minas y Energía No.18 1191 de 2002

(2) Resolución del Ministerio de Minas y Energía No.18 0088 de 2003

(3) Libre

NOTA: Para los Departamentos Zonas de Frontera de Vichada y Guainía el Electrocombustible esta exento del IVA por tener cupo UPME.

El numeral 7 de la estructura de precios del electrocombustible es el principal problema en la valoración del costo de éste, pues no está sujeto a regulación y en la mayoría de los casos representa un costo importante.

Para realizar el cálculo del costo de transporte terrestre se tendrá a disposición en la página WEB de la Comisión un aplicativo que contiene la matriz de origen y destino con el costo de transporte. (Basado en el documento "Estudio Estimación de Costos de Transporte de GLP a Granel y Envasado en Cilindros" [6]).

En cuanto al transporte fluvial, marítimo y aéreo, la Comisión propone los costos por regiones con base en los costos reportados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al IPSE. Anexo 2.

Para aquellas localidades con demanda de potencia de más de 2000 kW, el costo de combustible reconocido será el correspondiente a combustibles pesados como crudos o Fuel Oil No. 6, por ser ésta la opción más económica a largo plazo.

Por ejemplo, para la planta diesel de Leticia en el departamento del Amazonas, el precio del Fuel Oil importado corresponde aproximadamente al 50% del precio del ACPM importado para la misma planta.

Tabla 3. Comparativo Precios de combustibles Diesel y FO Importado - Leticia (\$US/barril)

	Fuel Oil	Diesel
Ene-04		49,94
Feb-04	25,33	50,40
Mar-04		47,68
Abr-04	25,15	49,74
May-04	27,77	52,53
Jun-04		54,75
Jul-04		57,62
Ago-04		64,66
Ene-05	27,32	66,74
Feb-05	32,46	68,13
Mar-05	35,65	74,81
Abr-05	39,87	76,82
May-05	41,16	
Jun-05	40,51	
Jul-05	43,66	81,76
Ago-05		80,04
Sep-05	47,51	94,79
Oct-05	51,53	120,65
Nov-05		92,82
Dic-05	54,42	92,30
Ene-06		89,23
Feb-06	49,81	
Promedio \$FO/\$ACPM		0,50

Fuente: Ecopetrol

Ejemplo del Cálculo de los Costos de Generación Diesel para la localidad de El Rosario en Nariño

A manera de ejemplo, se presentan los resultados del cálculo de los costos de generación para la localidad de EL ROSARIO, en el departamento de NARIÑO (considerando 12 horas diarias de servicio), a enero de 2007. (Para el ejercicio se toman los datos de las tablas y se actualizan con los índices IPC e IPP según el caso).

Para calcular el costo de generación Diesel en esta localidad se debe reconocer el costo de transporte en el cual se incurre para llevar el combustible desde el centro de abasto hasta la localidad.

De acuerdo con la información de Ecopetrol, el costo del transporte en el poliducto desde Barrancabermeja hasta Neiva es de 293,25 \$/Galón. Sumado a esto se reconoce el costo de transporte desde Neiva hasta El Rosario el cual equivale a 274,77 \$/Galón. Éste último valor se obtiene de la matriz de origen destino mencionada anteriormente.

De esta forma el costo del combustible en El Rosario dado en \$/Galón es el siguiente:

Tabla 4. Precio del Electrocombustible en El Rosario - Nariño

COMPONENTE DEL PRECIO	
1. Ingreso al Productor Electrocombustible (\$/galón)	3.005,14
2. IVA	480,82
3. Tarifa Estampilla Transp. de Comb. (Barranca - Neiva)	293,25
4. Precio Máximo de Venta al Dist. Mayorista	3.779,21
5. Margen del Distribuidor Mayorista	181,37
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista (Neiva)	3.960,58
7. Transporte Planta de Abasto (Neiva) - El Rosario	274,77
8. Costo Total (\$/galón)	4.235,35

Los demás costos se calculan con las fórmulas ya expuestas:

Tabla 5. Calculo del Costo de Inversión en El Rosario – Nariño

COSTOS DE INSTALACIÓN		
Capacidad de la Planta	75	kW
Costo de la Planta	20.977	US\$
Vida Útil	20.000	Horas
Vida Útil	4,66	Años
Costo Unitario de Inversión	131,73	\$/kWh

Tabla 6. Calculo del Costo de AO&M en El Rosario – Nariño.

Consumo de Combustible	0,0885	Gal/kWh
Consumo de Lubricante	0,0005	Gal/kWh
Valor del Electrocombustible (Origen)	3.960,58	\$/Galon
Costo Transporte	274,77	\$/Galon
Costo Almacenamiento	82,14	\$/Galon
Valor del Lubricante (Origen)	30.000	\$/Galon
Transporte	274,77	\$/Galon
Costo del Combustible y el Lubricante	397,24	\$/kWh
Costo de Administración	39,72	\$/kWh
Costo de Mantenimiento	43,05	\$/kWh
Costos AO&M	480,01	\$/kWh
Costos Totales de Generación Diesel	611,74	\$/kWh

Los costos de inversión y mantenimiento de las plantas diesel se obtienen de la Tabla 20. Para el caso de plantas con más de 100 kW de capacidad nominal, la inversión incluye los equipos para llevar a cabo la telemedición.

El resultado final nos indica que el costo por kWh generado en el Rosario es de \$611,74. (a enero de 2007).

1.2.2 Costo Tecnología Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Las tecnologías de PCH se dividen en cuatro familias que dependen del tamaño de la planta instalada: nano, micro, mini y pequeñas centrales hidroeléctricas. Las variables consideradas para el cálculo son las siguientes:

- Tasa de Retorno: 15,68 %.
- Tasa de Cambio: 2.238 \$Col/USD.
- Horas de Prestación de Servicio: 24 horas.
- Factor de Carga: 0,60
- Costos de Inversión y AO&M: Bibliografía Internacional: Tomados de Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala / Biomass Users Network (BUN-CA). 1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002 [9] y Compendio de estudios de caso de proyectos demostrativos de energía renovable a pequeña escala en América Central / Biomass Users Network (BUN-CA). 1 ed. - San José, C.R.: Biomass Users Network (BUN-CA), 2002 [4].
- Disponibilidad Anual de las Plantas: 98%. [GRI 1993]
- Periodo de Recuperación de la Inversión: 20 años.

En la siguiente figura se muestra el rango de capacidades y de costos promedio para la construcción de las diferentes PCHs.

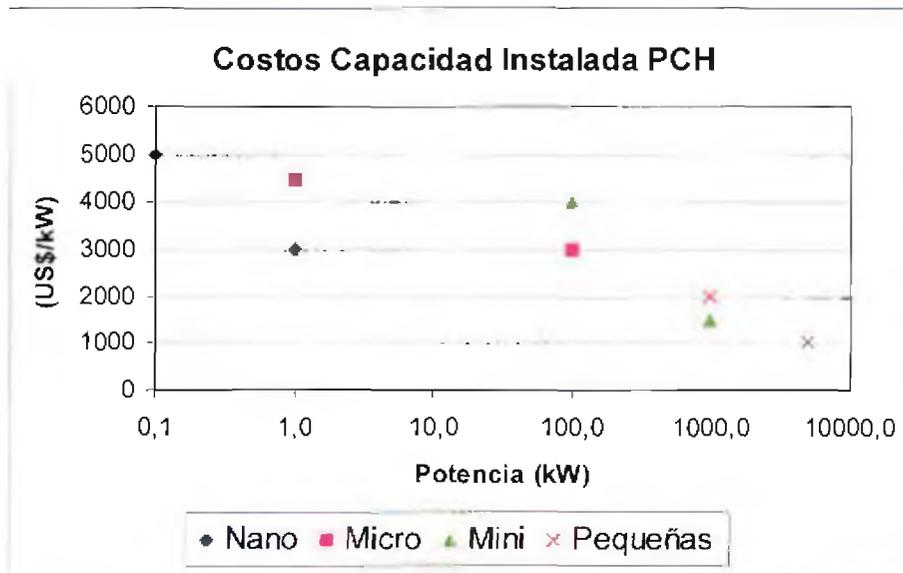


Figura 4. Rango de Tecnologías Hidroeléctricas. Capacidad y Costo.
Fuente: BUNCA [9]. Elaboró: CREG

Tabla 7. Costos Unitarios de Potencia Instalada (US\$/kW).

TIPO DE SOLUCION	Capacidad kW	Inversión (US\$/kW)
MICRO – HIDRO	1	4.500
	100	3.000
MINI CENTRALES	100	4.000
	1.000	1.500
PEQUEÑAS CENTRALES	1.000	2.000
	5.000	1.000

Con los costos unitarios de inversión definidos se calculó el costo anual equivalente, y considerando un costo de AO&M de 0,02 USD por kW [BUNCA 2002], se determinaron los costos de la energía para los diferentes grupos de tecnología hidráulica a pequeña escala, como se indica en la siguiente figura:

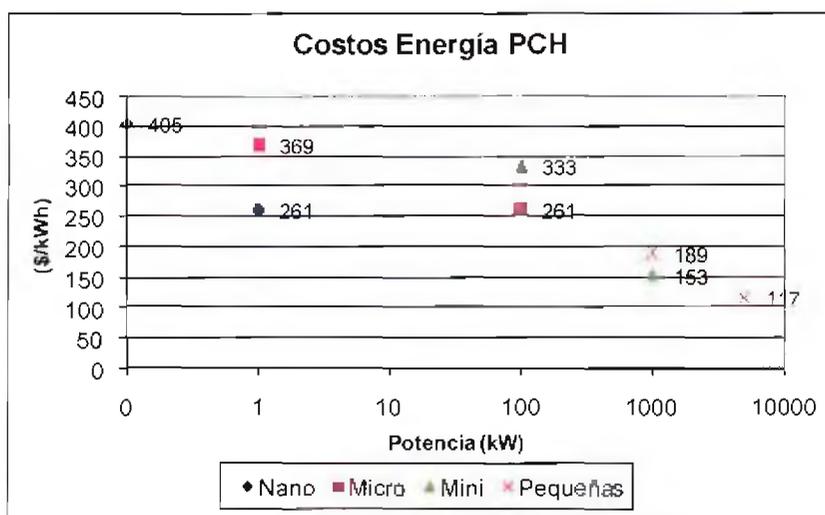


Figura 5. Costo de Generación Eléctrica con PCHs (\$ de Diciembre de 2006).
Elaboró: CREG

Tabla 8. Costos Unitarios de Inversión y AOM por Tecnología (\$/kWh).

TIPO DE SOLUCION	Capacidad kW	Inversión (\$/kWh)
MICRO – HIDRO	1	369,07
	100	260,97
MINI CENTRALES	100	333,04
	1.000	152,87
PEQUEÑAS CENTRALES	1.000	188,91
	5.000	116,84

Cada proyecto tiene costos particulares, dependiendo de las características de la zona. Sin embargo, los anteriores costos unitarios son costos máximos y en caso de que un proyecto de PCH no se aproxime a los mismos, se deberá presentar y justificar ante la CREG las inversiones correspondientes para la aprobación de las tarifas.

1.2.3 Costo Tecnología Solar Fotovoltaica

Las tecnologías SFV se estudiaron divididas en tres familias que dependen del tamaño y de la tecnología utilizada: Individual DC, Individual AC y Centralizado Aislado. Entre las características que deben ser consideradas para el cálculo del costo de inversión, se encuentran la tasa de retorno del inversionista y las horas de servicio. Los valores definidos para estas variables son los siguientes:

- Tasa de Retorno: 15,68 %.
- Tasa de Cambio: 2.238 \$Col/USD.
- Horas de Prestación de Servicio: 5 horas.
- Horas de Sol al día: 5 horas
- Costos de Inversión y AO&M: Tomados de Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica/Biomass Users Network (BUN-CA). -1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002 [8] y Compendio de estudios de caso de proyectos demostrativos de energía renovable a pequeña escala en América Central / Biomass Users Network (BUN-CA). 1 ed. - San José, C.R.: Biomass Users Network (BUN-CA), 2002 [4]. Incluyen Factor de Instalación.
- Disponibilidad Anual de las Plantas: 98%. [GRI 1993]
- Periodo de Recuperación de la Inversión: 20 años.

En la siguiente figura se muestra el rango de capacidades y de costos existente en la actualidad para la instalación de los diferentes sistemas SFV. El eje vertical se encuentra en unidades de US\$/kWp, siendo kWp la unidad de disponibilidad de la tecnología, kilo vatio pico.

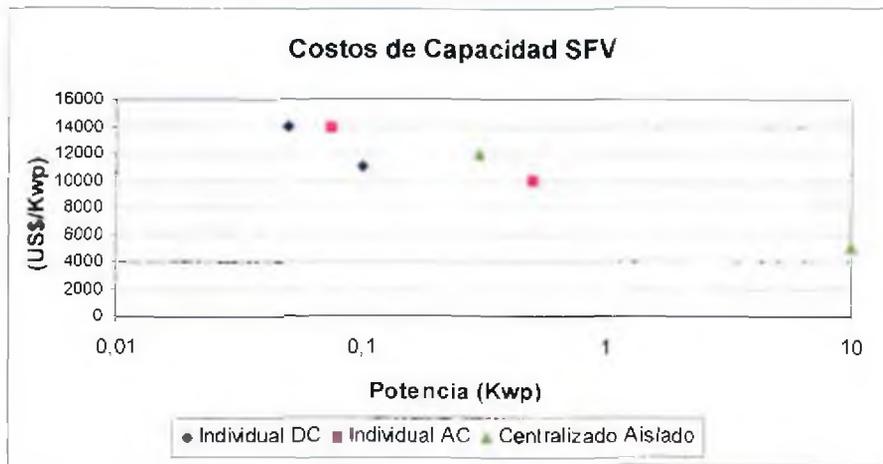


Figura 6. Rango de Tecnologías Solares Fotovoltaicas. Capacidad y Costo.
Fuente: BUNCA [8]. Elaboró: CREG

Tabla 9. Costos Unitarios de Inversión por Tecnología (\$/kWp).

SFV	INVERSION (US\$/Kwp)	POTENCIA (Kwp)
Individual DC	14000	0,05
	11000	0,1
Individual AC	14000	0,075
	10000	0,5
Centralizado Aislado	11867	0,3
	5000	10

Fuente: BUNCA [8]. Elaboró: CREG

Siguiendo un procedimiento similar al utilizado para hallar el costo de la tecnología Diesel se calculan los costos de los diferentes grupos de la tecnología SFV. La siguiente figura muestra el costo por kWh de cada una de las tecnologías solares consideradas.

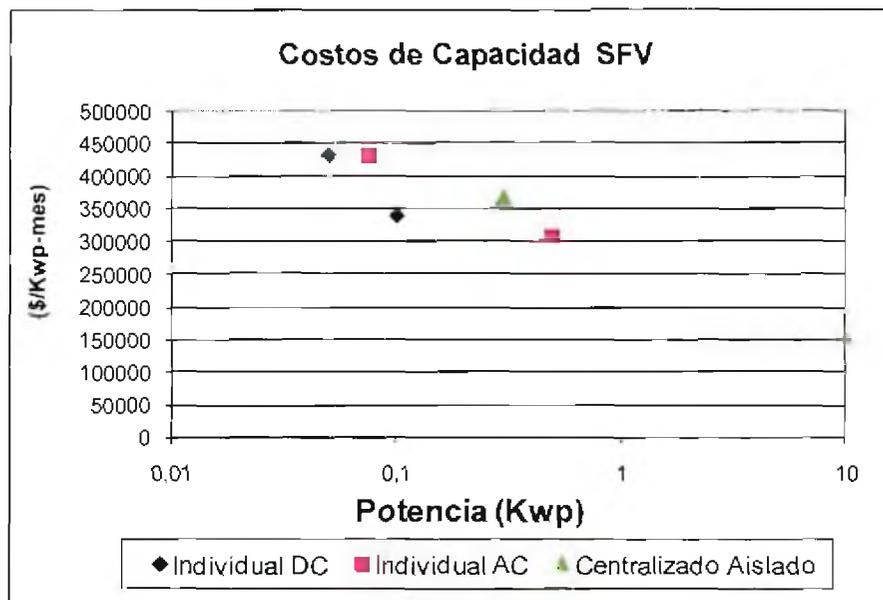


Figura 7. Costo de Generación Eléctrica con SFV. (\$ Dic de 2006) Elaboró: CREG

Tabla 10. Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.

Solución Energética implementada	RANGO kW		\$/Wp-mes
	Mínimo	Máximo	
Individual DC	0,05	0,1	386,67
Individual AC	0,075	0,5	371,20
Centralizado Aislado	0,3	10	260,88

1.2.4 Interconexiones con Otros Sistemas Eléctricos (Excepto al SIN)

Para el caso en el cual se interconecten localidades de las ZNI con sistemas de países vecinos, el costo unitario de prestación del servicio no podrá superar el costo de prestación con la tecnología presente en la localidad.

1.2.5 Generación con Biocombustibles

En caso de utilizarse Biocombustibles, hasta que la Comisión establezca los costos correspondientes se podrán utilizar los costos máximos establecidos para generación con base en ACPM.

1.2.6 Análisis y Propuesta

Para realizar la propuesta que se presenta en este documento se han considerado los siguientes aspectos:

- Reconocimiento de la diferencia entre tecnologías.
- Promoción del servicio continuo y de calidad en las ZNI.
- Incentivos para uso de fuentes renovables de energía en las ZNI.

1.2.7 Disposiciones Generales para Calidad del Servicio

En la actividad de generación se deben asegurar niveles de calidad del servicio que se presentan a continuación:

- La frecuencia del voltaje debe estar dentro de un rango de + ó – el 0.5% del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación. [Catálogos Fabricantes, ONAN 2000].
- La tensión del voltaje debe estar dentro de un rango de + ó – el 10% del valor nominal del voltaje en la red de distribución.

2.7 Remuneración de la Actividad de Distribución en las ZNI²

En los siguientes apartados se presenta la metodología para remunerar la actividad de distribución en las ZNI. Se realiza una evaluación por costo medio de los circuitos de distribución de Nivel 1 y Nivel 2 de tensión, reconociendo las características típicas de las ZNI.

2.7.1 Análisis y Caracterización de la Red Existente

Para el análisis y caracterización de los sistemas de distribución actuales, se realizó una breve descripción de los rasgos característicos de los mismos, basándose principalmente en dos estudios: El primero realizado por AENE y Hagler Bailly [1] y el segundo elaborado para el IPSE por la firma consultora DEPI Ltda.[2]

2.7.2 Análisis de los Sistemas de Distribución Existentes

El estudio de Hagler Bailly y AENE cuenta con información general del estado físico de los sistemas de distribución de 84 localidades de las ZNI. La descripción es cualitativa y está

² Para la realización de este capítulo se utilizaron los resultados de la Tesis de Grado desarrollada por Diana Carolina Gil y Felipe Franco, estudiantes de la Universidad Nacional.

consignada en encuestas. Estas encuestas fueron procesadas para realizar un análisis estadístico de los datos y de esta forma determinar el nivel de correlación existente entre las siguientes variables: Potencia de Salida, Número de circuitos de Media Tensión y Baja Tensión, Número de Transformadores Elevadores y Reductores, Longitud de Red de Media Tensión y Baja Tensión, Número de Usuarios, Población y Área de la Localidad.

Con los datos obtenidos se hizo un análisis estadístico que muestra las tendencias típicas de los sistemas de distribución:

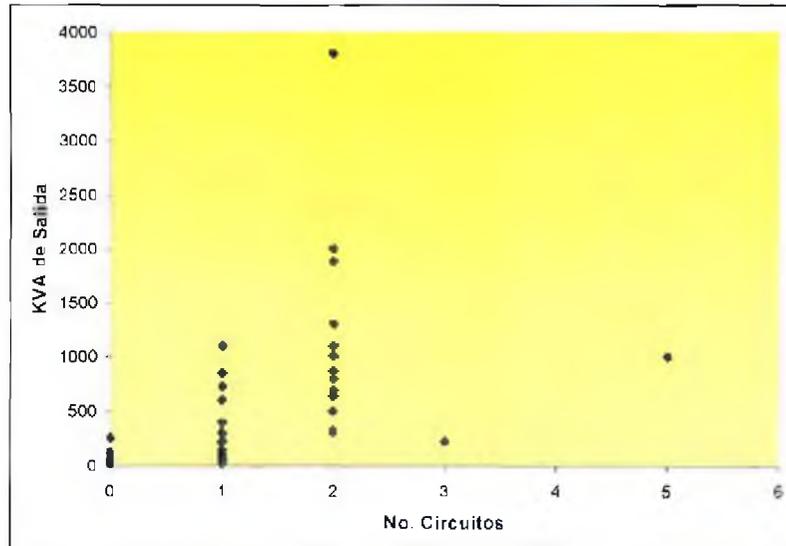


Figura 8. KVA de Salida de transformador elevador Vs. No. Circuitos de MT

La figura 8 muestra cómo el número de circuitos no depende de la capacidad instalada en los transformadores elevadores; por ejemplo existen casos en donde la capacidad instalada es de 400 KVA y se usan cero, uno, dos o tres circuitos de MT.

Por otro lado, y contrario a los preceptos normales de construcción de circuitos de distribución, observando la figura 9 se ve cómo la densidad (Usuario/km²) no determina de ninguna manera el número de circuitos de media tensión. Para ilustrarlo con un ejemplo, una población con una densidad de 500 Usuarios/km² puede tener cero, uno o dos circuitos de media tensión. El comportamiento de un circuito de distribución típico muestra un menor número de circuitos de media tensión a medida que aumenta la densidad.

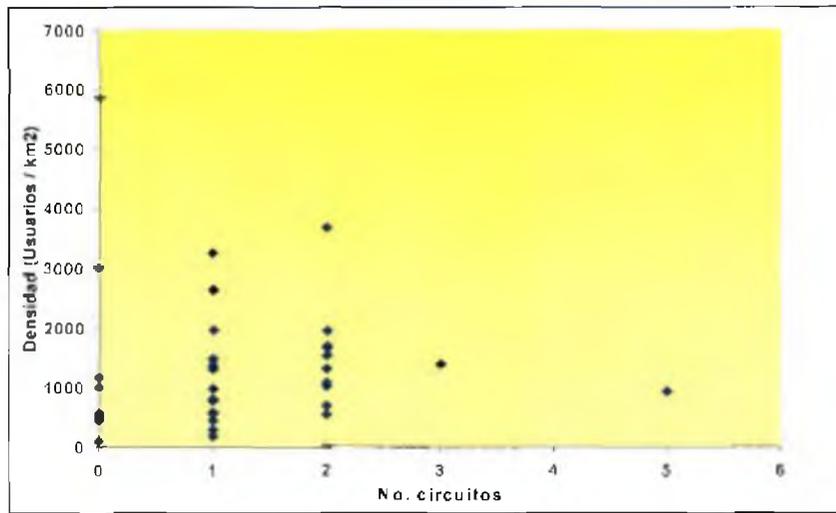


Figura 9. Densidad (Usuario/Km²) Vs. No. Circuitos de MT

Una relación interesante existente entre variables que pueden describir el comportamiento de un sistema de distribución característico está dada por la longitud de red y la densidad (Usuarios/Km²). En principio la longitud de la red debería ser menor a medida que la densidad aumenta. En la figura 10 se observa que existe una tendencia lógica a aumentar los kilómetros de red en función del área de la localidad, pero no se puede establecer una relación confiable que permita establecer para un área determinada, una longitud de red específica.

En la figura 11 se presenta un comportamiento lógico de disminución de la longitud de red de MT en función de la densidad de usuarios, pero no existe una correlación alta en los datos, como para establecer una tendencia confiable.

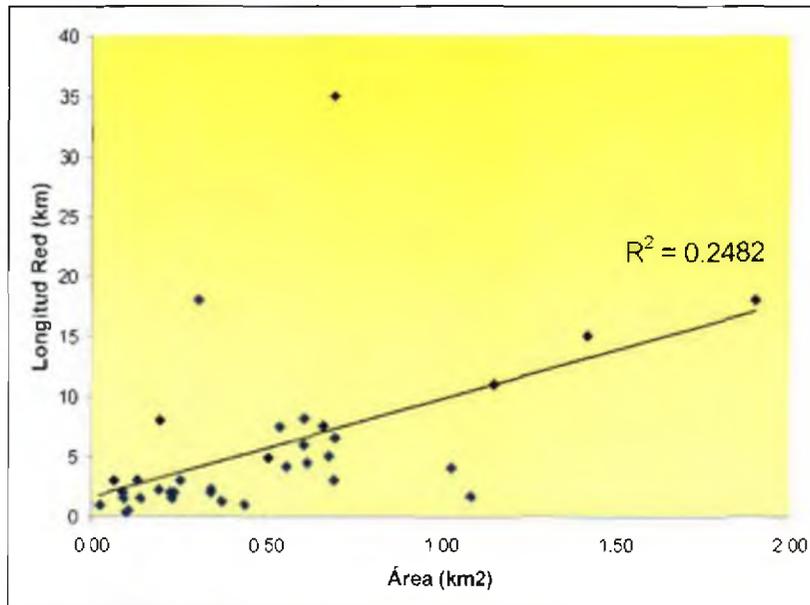


Figura 10. Longitud de red (Km) Vs. Área (Km²)

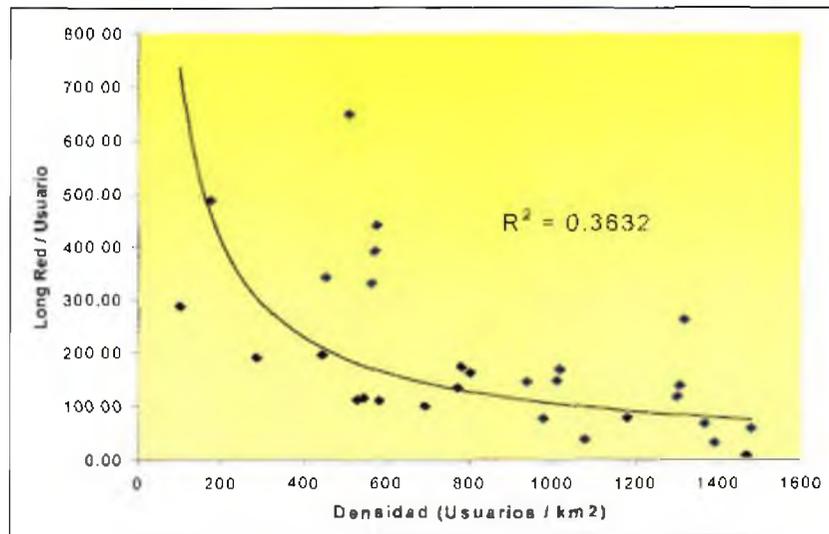


Figura 11. Longitud de Red (Km)/Usuario Vs. Densidad (Usuarios/km²)

En la figura 12, se aprecia el incremento de la potencia a medida que aumenta el número de usuarios, con un coeficiente de ajuste (R2) un poco mejor a los anteriores casos, pero sin ser estadísticamente aceptable.

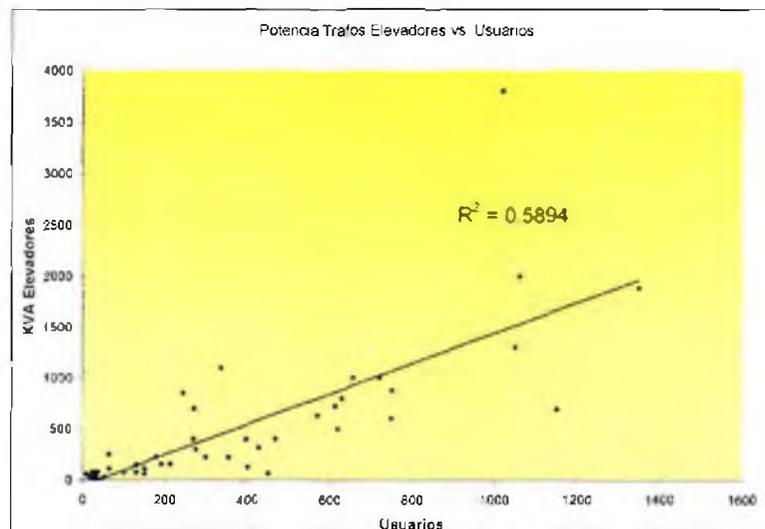


Figura 12. KVA de Salida Vs. No. de Usuarios

De los resultados anteriores, se encuentra que los criterios de diseño de los sistemas de distribución en las ZNI no guardan relación con las principales variables que determinan la topología de una red de distribución, y que no es posible determinar si dichos circuitos cumplen criterios de eficiencia, razón por la cual no se encuentra entre ellos un circuito típico del cual pudiera obtenerse un sistema de distribución eficiente aplicable a la totalidad de las ZNI.

Posteriormente, y con el objeto de validar el análisis anterior, se tomó el segundo estudio mencionado [DEPI-2002], y con las mismas variables se constató por medio de un

de

análisis estadístico igual al previamente expuesto, la situación de los sistemas de distribución de las ZNI.

En este estudio se hizo un análisis completo de los sistemas eléctricos de 24 localidades de las ZNI del país correspondientes a las regiones de la Orinoquía, Amazonía y Pacífico. En él se realizó un levantamiento del sistema actual, identificando la topología y operación de éste, haciendo un inventario de las redes de media y baja tensión, así como un diagnóstico del mismo. Además, el estudio incluyó un rediseño de las redes de media y baja tensión con criterios de regulación de tensión y distribución espacial de cargas.

En consecuencia, para determinar un circuito típico se utilizaron los circuitos rediseñados para las 24 localidades, se revisó la regulación de tensión para comprobar que se cumple el criterio de 6% máximo entre los transformadores y los postes terminales secundarios. Aunque la muestra analizada no fue el resultado de una selección aleatoria, (no puede calificarse como representativa desde el punto de vista estadístico), se considera que el número de transformadores estudiados, la distribución geográfica de las poblaciones analizadas y el tamaño de las mismas son adecuados para ser utilizados en el análisis.

Posteriormente, se definió un circuito típico que representara las condiciones de estas zonas para el nivel de tensión 1 con base en la información disponible y se procedió a hallar el costo de inversión de éste. En el caso del nivel de tensión 2 se decidió tomar las redes de media tensión diseñadas para 23 localidades, ya que una de ellas sólo tenía red de baja tensión, y determinar el costo de inversión de cada una.

2.7.3 Generalidades Constructivas de los Sistemas de Distribución

Las redes de baja tensión están soportadas en su mayoría sobre estructuras ICEL de tres, cuatro y cinco puestos. Predomina el uso de cables con calibres 4, 2, 1/0 y 2/0 ACSR tanto para conductores de fase como para los de neutro. Los herrajes utilizados (perchas, aisladores y pernos), en general están en buenas condiciones y han sido fabricados con los materiales exigidos en las normas ICEL.

Se observa una tendencia a utilizar en la red de baja tensión postes de ocho metros de concreto, con carga de rotura de 510 Kg, aunque también se encuentran postes de diez y doce metros, postes metálicos y postes de madera de la región. Un alto porcentaje de las acometidas es monofásico.

La red de baja tensión de la mayoría de localidades posee tramos de gran longitud que alimentan un número relativamente bajo de usuarios por lo que no ofrecen condiciones de eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica, hecho que se puede comprobar con la elaboración del cálculo de regulación de tensión a la red existente cuyos resultados están por encima del 18% en algunos tramos. En otras localidades, aunque los niveles de regulación son aceptables en la red de baja tensión, la configuración no obedece a una planeación adecuada, lo que provoca la subutilización o el sobredimensionamiento de las redes eléctricas.

2.7.4 Caracterización de los Sistemas de Distribución Existentes

2.7.4.1 Circuitos Típicos de Nivel 1

El estudio de DEPI Ltda. levantó información de campo de 252 transformadores ubicados en las 24 localidades estudiadas. Este número de transformadores refleja con buena aproximación la situación de los transformadores de las ZNI.

Con el fin de encontrar variables típicas que caracterizaran a los circuitos estudiados, éstos se clasificaron en grupos o clusters con características similares.

2.7.4.2 Agrupamiento de los Transformadores

Las variables utilizadas en la agrupación de transformadores fueron: longitud, usuarios y potencia instalada. Las estadísticas principales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 11. Estadísticas de las variables usadas en la agrupación de transformadores

Variable	Promedio	Mínimo	Máximo
Longitud	636,3	84,1	1769,7
Potencia	57,6	15,0	150,0
Usuarios	49,9	0	179,0

La agrupación se realizó utilizando el software estadístico SAS, con el cual se dividió el proceso en dos partes. Inicialmente se obtuvieron las correlaciones entre las variables.

En la Figura 13 se observa la dependencia que se presenta entre las variables usuarios y longitud con una correlación de 0,60 y la baja asociación que existe entre la potencia y la longitud con una correlación de 0,30. Utilizando como nuevas variables las componentes principales, se efectuó un análisis de clasificación jerárquica. En la Figura 14. se ven las primeras componentes separando los grupos.

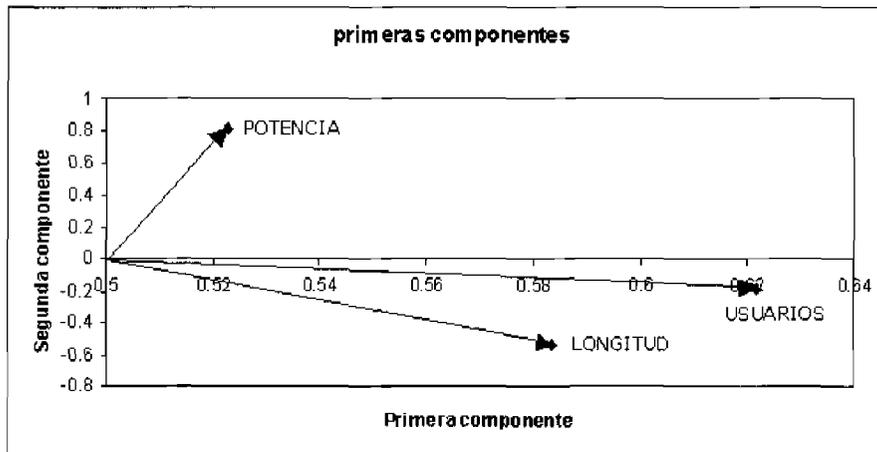


Figura 13. Relación gráfica entre las variables

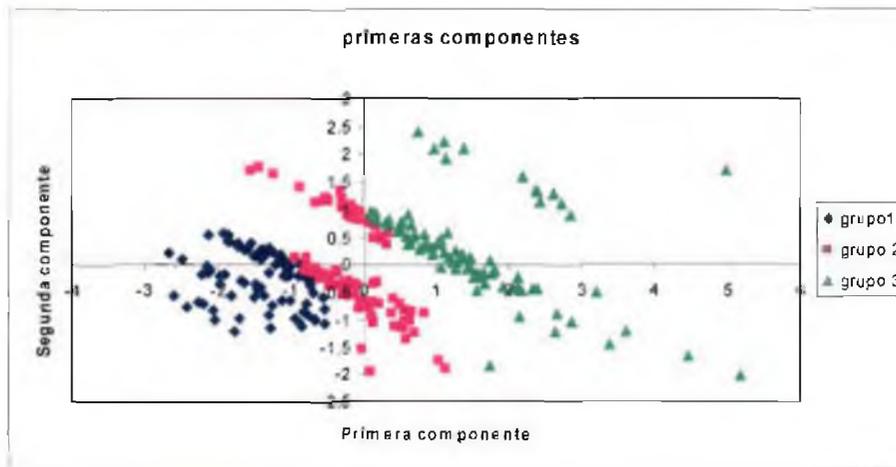


Figura 14. Presentación gráfica de las primeras componentes por grupo

Los resultados de las agrupaciones se presentan en la Tabla 12., donde se aprecia que los grupos quedaron clasificados por tamaños de las variables, por ejemplo el grupo 1 con 83 transformadores presenta los menores valores promedio de longitud, usuarios y potencia, y el grupo 3 presenta los mayores valores para las variables.

Tabla 12. Resultados de la agrupación de transformadores

Grupo	Trafo	Mínimo			Máximo			Promedio		
		Longitud	Usuarios	Potencia	Longitud	Usuarios	Potencia	Longitud	Usuarios	Potencia
1	83	90.00	-	15.00	846.80	70.00	45.00	410.5	25.8	36.1
2	86	84.10	-	30.00	1,570.00	94.00	75.00	614.6	48.4	55.8
3	83	321.70	39.00	45.00	1,769.70	179.00	150.00	884.4	75.5	81.0

2.7.4.3 Circuitos Típicos de Nivel 2

Para la determinación del cargo de distribución en el nivel 2 se tomaron los circuitos diseñados por DEPI Ltda. para las 23 localidades. Debido a la poca longitud de los mismos y sabiendo que la distribución se hace a 13,2 kV en la mayoría de las localidades, se optó por hacer un promedio entre los circuitos, siendo éste el circuito típico de nivel 2.

2.7.5 Diseño Circuito Económico Eficiente

Para cada uno de los grupos se llegó a un circuito típico, en el cual se tuvo en cuenta el número de vanos por circuito, el número de usuarios por vano y el número de ramales de cada circuito, con el fin de determinar la topología típica de cada circuito.

Tabla 13. Información Circuitos Típicos

Grupo	Longitud Trafo	Número Usuarios	Número Ramales	Longitud Vano	Longitud Ramal	Número Vanos Ramal	Usuarios Vano	kW		KVA Total	Demanda (kwh/año)	1f	3f
								usuario	punto				
1	411	26	2	30	205	7	2	0,40	0,8	11,13	57329,68	10	15
2	615	48	2	29	307	11	2	0,40	0,8	17,22	88720,85	10	15
3	884	75	2	28	442	16	2	0,40	0,8	26,17	134785,25	15	15

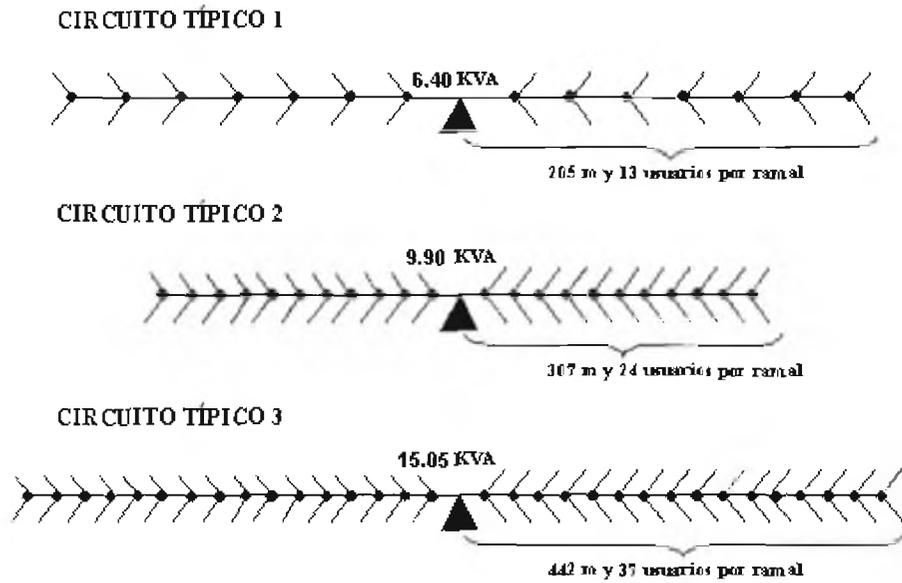


Figura 15. Circuitos Típicos ZNI

En la Figura podemos ver la forma como están distribuidos geográficamente en las ZNI los grupos de circuitos típicos.

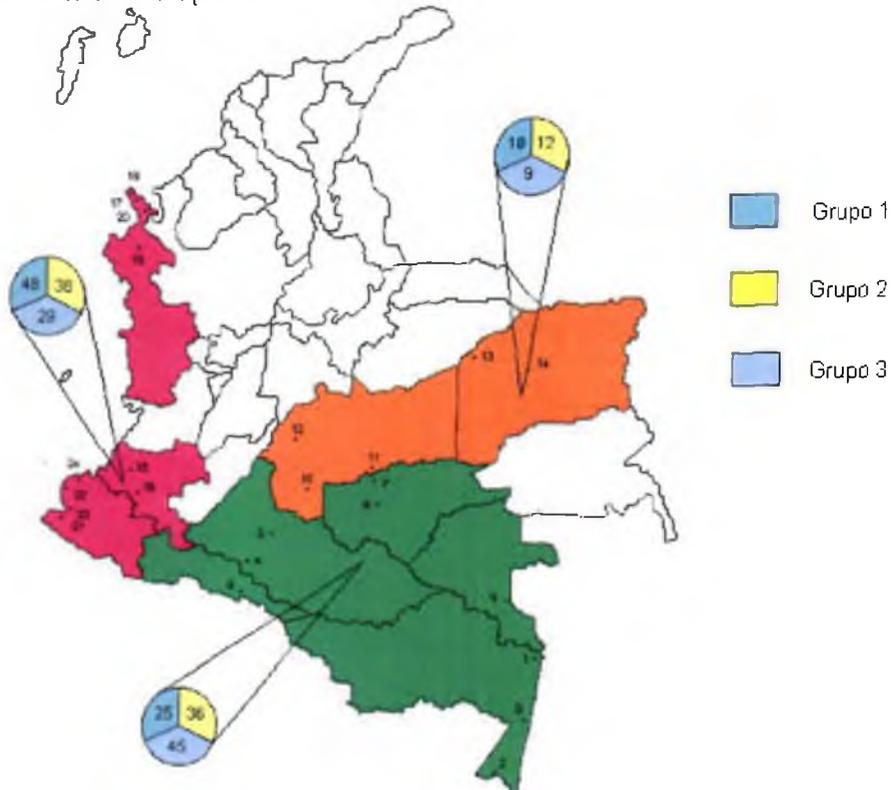


Figura 16. Distribución geográfica de los grupos de circuitos típicos
Fuente: Gil, Franco (2004)

2.7.6 Metodología para el Cálculo del Circuito Económico de Nivel 1

La metodología para determinar la configuración económica de un circuito con topología dada, consiste en evaluar el desempeño de cada una de las posibles configuraciones, en términos de costos unitarios, incluyendo los costos de inversión y los costos de las pérdidas de energía.

Modelo de Optimización

La función objetivo de este modelo consiste en minimizar el costo combinado de inversión y pérdidas variando el calibre del conductor, la configuración y el transformador.

Para hallar los costos de inversión de la red de baja tensión se reconoce el valor de reposición a nuevo de los principales elementos que posee un sistema de distribución en el nivel 1 y una vida útil de 20 años:

- Conductores: Se escogieron cuatro calibres que son 4, 2, 1/0 y 2/0 ya que estos son los más utilizados en baja tensión en las ZNI. Adicionalmente se tuvieron en cuenta dos configuraciones diferentes, la monofásica trifilar y la trifásica tetrafilar.
- Postes: El número de vanos de los circuitos típicos indica el número de postes requeridos en cada uno de ellos. Los postes a reconocer son de concreto de 8 m con tensión de rotura de 510 Kg., los más comúnmente usados en estas zonas.
- Estructuras: El número de vanos y la configuración de la red determina la cantidad y el tipo de estructuras a utilizar. Para el Nivel 1 tenemos tres tipos de estructuras³: de paso, de final de circuito y de montaje del transformador.
- Transformadores: Los valores nominales de transformación son: 15, 25 y 37.5 KVA para configuración monofásica y 15, 30 y 45 para configuración trifásica.

Los precios de cada uno de los anteriores elementos fueron tomados de dos fuentes: Costos unitarios del estudio de Consultoría Colombiana y la Base de datos del SINIP⁴.

Estos costos se incrementaron por un factor correspondiente al transporte hacia las localidades de las ZNI. (DEPI Ltda.)

Tabla 14. Costo de transporte utilizado para cada grupo. (\$/kg)

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
\$/kg	863	705	724

Con los anteriores datos, se buscó minimizar la siguiente ecuación:

³ Estructuras que son recomendadas por el IPSE en las normas para las zonas no interconectadas.

⁴ SINIP (Sistema de Información de Normas del IPSE)

$$\min C_{INVERSION} + C_{PERDIDAS}$$

$$C_{INVERSION} = C_{INVCABLE} + C_{INVESTURAS} + C_{INVTRAFO}$$

$$C_{PERDIDAS} = C_{PERDCABLE} + C_{PERDTRAFO}$$

En donde cada uno de los costos está en función de las variables mencionadas:

$$C_{INVCABLE}(CONFIGURACION, TIPOCABLE)$$

$$C_{INVESTURAS}(CONFIGURACION, TIPOCABLE)$$

$$C_{INVTRAFO}(CONFIGURACION, CAPACIDADTRAFO)$$

$$C_{PERDCABLE}(I^2Z, V^2 / Z)$$

$$C_{PERDTRAFO}(P_C, P_V)$$

Sumando las pérdidas de energía anuales en conductores y transformadores, y considerando un costo promedio de la energía de 1000 \$/kWh, se determinó el costo de las pérdidas de energía para cada una de las configuraciones seleccionadas.

2.7.7 Costos Eficientes de Distribución Nivel 1

Tomando la información anterior y haciendo uso de la metodología descrita, se obtuvieron los siguientes resultados para cada uno de los tres grupos definidos:

Para los grupos 1 y 2 la configuración más económica y eficiente consiste en una estructura monofásica con conductor 1/0 AWG tipo ACSR y para el grupo 3 una estructura trifásica con conductor 1/0 AWG tipo ACSR.

Cuantificando las topologías económicamente eficientes, se obtiene:

Tabla 15. Costo de Inversión y de Pérdidas \$/kWh (dic 2006)

	Costo de Inversión	Costo de Pérdidas	Cargo Mínimo
GRUPO 1	44,90	19,02	63,92
GRUPO 2	38,19	25,66	63,85
GRUPO 3	39,28	28,51	67,79

El costo eficiente de la actividad de distribución para cada uno de los grupos, incluyendo un AOM del 4% sobre el costo de la inversión, es el siguiente:

Tabla 16. Costo Total Incluido AOM y Pérdidas por Grupo (dic 2006)

	Cargo de Distribución	% Pérdidas reconocidas
GRUPO 1	77,18	2,24
GRUPO 2	75,13	3,00
GRUPO 3	79,40	3,61

Dado que la distribución de los diferentes tipos de circuitos en las regiones es simétrica, se optó por hacer el promedio ponderado de los costos de los tres grupos, de tal forma que se obtuviera un solo valor para el costo eficiente de la actividad de distribución.

El promedio de los costos anteriores, ponderado por el número de circuitos de cada grupo, es el siguiente:

- Porcentaje de Pérdidas Técnicas Promedio: 2,95 %
- Costo Inversión Unitario Promedio: 40,76 \$/kWh.
- Costo Pérdidas Unitario Promedio: 24,41 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio: 65,17 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión: 77,21 \$/kWh.

2.7.8 Metodología para el Cálculo del Circuito Económico de Nivel 2

Para la determinación del cargo de distribución en el nivel 2 se tomaron los circuitos diseñados por DEPI Ltda. para cada una de las localidades, y para cada uno de ellos se calculó la inversión y las pérdidas eficientes.

Para hallar los costos de inversión de la red de media tensión se reconoce el valor de reposición a nuevo de los principales elementos que posee un sistema de distribución en el nivel 2 y una vida útil de 20 años:

- Conductor: Se utilizó conductor ACSR número 2 en configuración trifásica con neutro, por ser la más utilizada.
- Postes: Se tomó la información del número de postes utilizados en la red de media tensión en cada localidad. Se reconocen postes de 12 m con una tensión de rotura de 510 Kg.
- Estructuras: Tenemos dos tipos de estructuras⁵: de paso y de final de circuito con grandes diferencias en costos.

Los precios de cada uno de los elementos fueron tomados de dos fuentes: Resolución CREG 082 de 2002 y la Base de datos del SINIP⁶. Estos precios fueron modificados por el costo adicional de transporte a cada localidad.

Para determinar las pérdidas eficientes se tuvo en cuenta el número de usuarios por localidad, carga instalada por usuario de 0,40 kW y factor de potencia de 0.60.

⁵ Estructuras que son recomendadas por el IPSE en las normas para las zonas no interconectadas.

⁶ SINIP (Sistema de Información de Normas del IPSE)

2.7.9 Costos Eficientes de Distribución Nivel 2

Para el cálculo de las pérdidas se consideró la carga concentrada al final de cada ramal, como caso extremo. Con base en la información anterior se obtuvieron los siguientes resultados para cada una de las localidades del estudio de DEPI Ltda.

Departamento	Localidad	Costo Unitario Inversión (\$/kwh)	Costo Unitario Pérdidas (\$/kwh)	Costo Unitario (\$/kWh)	Costo Unitario con AOM 4% (\$/kWh)
Chocó	Acandí	6,78	3,05	9,83	11,83
Chocó	Capurganá	7,72	3,59	11,31	13,59
Caquetá	Cartagena del Ch	5,18	6,51	11,69	13,23
Vichada	Cumaribo	5,85	0,83	6,68	8,41
Nariño	Iscuandé	1,65	0,25	1,90	2,38
Meta	La Macarena	5,07	3,29	8,37	9,87
Amazonas	La pedrera	34,34	0,07	34,41	44,56
Nariño	La Tola	3,80	0,70	4,50	5,62
Cauca	López de Micay	1,81	1,09	2,90	3,43
Nariño	Mosquera	2,85	0,24	3,09	3,94
Nariño	Pizarro	3,27	4,51	7,78	8,74
Meta	Pto. Concordia	3,99	2,96	6,96	8,14
Putumayo	Pto. Leguizamo	5,30	2,34	7,65	9,22
Amazonas	Puerto Nariño	14,99	1,22	16,20	20,63
Caquetá	Solita	4,05	2,70	6,76	7,95
Vichada	Sta. Rosalía	13,40	0,97	14,37	18,33
Amazonas	Tarapacá	8,03	0,39	8,42	10,79
Cauca	Timbiquí	4,67	3,98	8,65	10,03
Chocó	Unguía	11,03	1,84	12,87	16,13
Meta	Uribe	8,31	0,06	8,37	10,82

El promedio de los costos anteriores es el siguiente:

- Porcentaje de Pérdidas Técnicas Promedio: 0,20 %
- Costo Inversión Unitario Promedio: 8,19 \$/kWh.
- Costo Pérdidas Unitario Promedio: 2,19 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio: 10,38 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión: 12,80 \$/kWh.

2.7.10 Conclusiones

Los siguientes son los costos promedio de distribución por nivel de tensión (Valores expresados en \$ de Diciembre de 2006):

- Costo Unitario Promedio Nivel 1:

77,21 \$/kWh.

- Costo Unitario Promedio Nivel 2:

12,80 \$/kWh.

Para una localidad con circuitos de Nivel 1 y 2 se tiene un costo total igual a:

90,01 \$/kWh.

2.8 Remuneración de la Actividad de Comercialización en las ZNI

Se presenta la metodología propuesta para calcular el cargo que remunera la actividad de comercialización en las ZNI.

2.8.1 Determinación del Costo Base de Comercialización

Para calcular el costo base de comercialización se empleó el Estudio de USAENE [1] Estudio de Costos Eficientes para la Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia. Para ello, se determinaron los costos de los procesos operativos y administrativos en las ZNI. El costo de administración y de inversión se basó principalmente en el estudio de DEPI Ltda. [2] y en cálculos propios de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

2.8.2 Metodología

Dadas las dificultades para la consecución de información contable, la metodología utilizada consiste en la aplicación de un modelo de empresa eficiente, estableciendo una empresa hipotética y determinando los parámetros eficientes de una empresa de las ZNI. La empresa eficiente no es el resultado del análisis de una frontera de eficiencia de las empresas de las ZNI, sino que parte de una empresa ideal que reúne todos los parámetros de eficiencia que se identificaron en cada uno de los procesos de la actividad de comercialización.

Para esta empresa ideal, se calcularon los costos operativos, administrativos y de apoyo logístico, identificando los procesos y el rendimiento típico de cada uno de ellos. Se determinó de la misma forma la estructura organizacional eficiente basada en el estudio de DEPI Ltda., en el cual se encontraba la estructura organizacional de 24 localidades de las ZNI. Haciendo uso de los rendimientos por actividad se asignaron los recursos y el personal necesario para cubrir las actividades, así.

Tabla 17. Rendimiento por Proceso y Subproceso.

PROCESO	SUBPROCESO		ACTIVIDADES/DÍA
FACTURACIÓN	LECTURA		506
	ENTREGA		657
	LIQUIDACIÓN	INSPECCIONES	20.8
		ANÁLISIS	15
CARTERA	SEGUIMIENTO		20
	CORTES DE SERVICIO		17.2
PQR	REVISIONES		17.2
	INSPECCIONES		16.9
	ADECIACIÓN DE INSTALACIONES		7.9
	SOLUCIÓN DE PQR'S		12

Fuente USAENE.

Para el cálculo del costo administrativo de la actividad, se tuvieron en cuenta los requerimientos de personal, para de esta forma asignar los recursos necesarios para el desempeño de los mismos. Dentro de los recursos se encuentran los salarios, la infraestructura y los complementos necesarios para la prestación del servicio

Tabla 18. Costos de Infraestructura y Complementarios.

Oficina	150,000.00	\$/Mes
Computador	116,666.67	\$/Mes
Impresora	50,000.00	\$/Mes
Servicios Públicos	50,000.00	\$/Mes
Preimpresos Facturas	40.00	\$/Factura
Cintas de Impresión	10.00	\$/Factura
Papelería	160.00	\$/Factura
Licencia	250,000.00	\$/Mes

Además de los recursos en infraestructura se analizaron las estructuras organizacionales de las empresas de las 24 localidades del estudio mencionado, en donde se pudo observar que para empresas con menos de 1000 usuarios hay una estructura organizacional típica administrativa de tres empleados: Un Gerente, una Secretaria y un Tesorero. Cuando la empresa tiene más de 1000 usuarios, la tendencia es a tener un cuarto empleado como apoyo administrativo. No se ha tenido en cuenta dentro de la estructura administrativa al personal operativo, pues los costos en los que se incurre por estos funcionarios están cubiertos por el costo operativo reconocido para la prestación de la actividad de comercialización.

A cada uno de los empleados utilizados, tanto administrativos como operativos se le asignaron salarios típicos de las ZNI; es así como en el modelo se consideraron los siguientes salarios (en salarios mínimos mensuales legales vigentes):

- Gerente General = 4
- Secretaria = 2
- Tesorero = 2
- Operario = 2

2.8.3 Resultados

Con la aplicación de la metodología descrita en las 24 localidades se determinó el número de operarios necesarios para cubrir el total de actividades del negocio.

Para menos de tres mil usuarios solo es necesario un Operario, por lo tanto se asume que todas las localidades tienen un operario y el costo equivalente de éste en salarios mínimos. De la misma forma, se calcularon los diferentes costos totales de la actividad de comercialización y posteriormente se calculó el costo por factura.

Como resultado de este análisis se obtiene la siguiente función exponencial del costo por factura frente al número de usuarios de cada localidad.

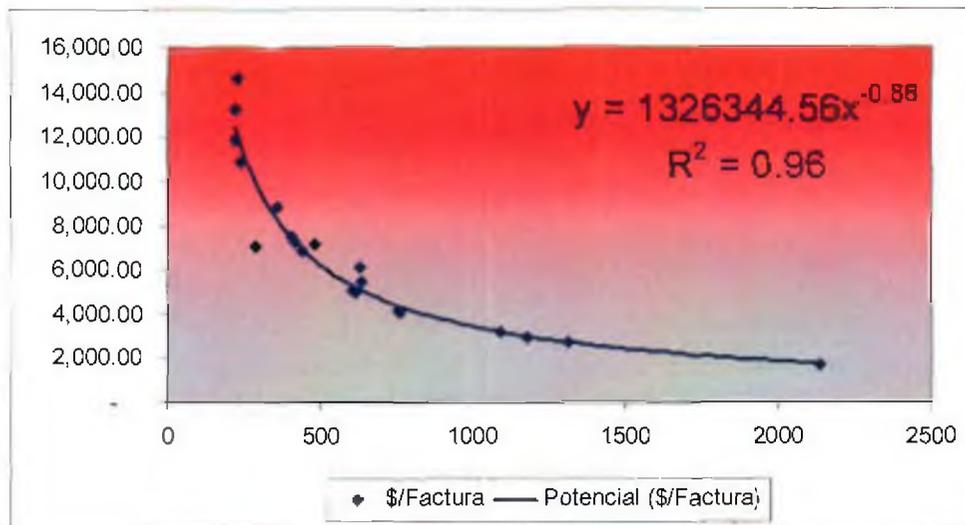


Figura 17. Costo por Factura 24 localidades ZNI,

Debido a la característica del negocio de comercialización, el cual no es intensivo en inversión, el comportamiento exponencial se debe a los costos fijos administrativos, los cuales son el resultado de una estructura mínima eficiente, la cual no se puede seguir disminuyendo porque se sacrifica en calidad del servicio. Por lo tanto, para las comunidades con bajo número de usuarios se debe propender por la integración de mercados.

Considerando los resultados anteriores, se propone un costo base eficiente de comercialización (C^*) de \$3.834/factura a precios de diciembre de 2006.

Cuando no existan medidores individuales, se utilizará el aforo de carga para determinar el consumo de los usuarios con base en las horas de prestación del servicio y la carga instalada y en uso por cada usuario. La energía generada se prorrata entre los usuarios con base en el aforo individual de los mismos y teniendo en cuenta las pérdidas de energía reconocidas para cada sistema de distribución. Para realizar el aforo de carga puede utilizarse como guía la siguiente tabla:

Tabla 19. Consumo Cargas Contratadas.

Aparato	Potencia (vatios)
Iluminación	
Bombillo	60-100
Conservación y Preparación de Alimentos	
Nevera	250
Licuadaora	200
Estufa	1.200 (por cada parrilla)
Comodidades	
Televisor	100
Equipo de sonido	100
Grabadora	50
VHS	50
Ventilador	160
Plancha	1.200

Fuente: Prieto, Medardo. 1997

3. FORMULAS TARIFARIAS PARA LAS ZNI

Se propone el uso de dos fórmulas tarifarias diferentes, una para las soluciones individuales, en donde el cobro se realizará por potencia disponible, y otra para las soluciones colectivas, en donde el cobro se realizará por unidad de energía consumida.

3.1 Fórmulas Tarifarias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica con Soluciones de Generación Colectiva con Red

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio de energía eléctrica en las ZNI está conformada por los siguientes componentes de cargos:

$$\text{Costo Unitario: } CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm \text{ (\$/kWh)}$$

Donde:

$CU_{n,m}$ = Costo unitario de prestación del servicio para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m .

m = Mes de prestación del servicio

n = Nivel de tensión

p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n . Hasta tanto la Comisión no determine lo contrario, las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10%.

C_m = Costo de Comercialización del mes m , expresado en $\$/\text{kWh}$, que se calculará de la siguiente forma:

$$C_m = \frac{C_{mt}^*}{CFM_{t-1}}$$

Donde:

C_{mt}^* = Cargo Máximo Base de Comercialización para el mes m del año t, expresado en \$/Factura.

CFM_{t-1} = Consumo Facturado Medio en cada mercado en el año t-1. (Total kWh vendidos a los usuarios dividido por el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

3.1.1 Cargo de Generación

El componente de generación varía de acuerdo con la variación de los siguientes parámetros

$$G_{m,t} (\$/kWh)$$

m: mes de servicio

t: tecnología utilizada (Diesel, PCH)

Fórmula de Actualización de los componentes de inversión, mantenimiento y de monitoreo de los Cargos Máximos de Generación para generadores con tecnología diesel

La fórmula general para el Cargo de Generación con tecnología diesel es la siguiente:

$$G_m = (CI_m + CM_m + M_m) + (CC_m + CL_m) * 1,1 + CP$$

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

CI_m = Costo de Inversión promedio.

CM_m = Costo de Mantenimiento promedio.

M_m = Costo de Monitoreo

CC_m = Costo promedio de Combustible correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CL_m = Costo promedio de Lubricante correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CP = Costo del consumo propio y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución.

Las componentes de inversión, mantenimiento y monitoreo se actualizarán de la siguiente manera:

$$CI_m = CI_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$CM_m = CM_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$M_m = M_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

CI_0 = Costo de Inversión promedio (expresado en precios de la Fecha Base) ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado de la siguiente manera:

$$CI_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{j=1}^{j=n} CI_j * E_{jm}$$

CM_0 = Costo de Mantenimiento promedio (expresado en precios de la Fecha Base) ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado de la siguiente manera:

$$CM_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{j=1}^{j=n} CM_j * E_{jm}$$

Donde:

n Número de plantas del parque de generación.

CI_m Costo de inversión promedio del conjunto de plantas del Parque de Generación en el mes m.

CI_j Costo de inversión aprobado por la CREG para la planta j.

- CM_m Costo de mantenimiento promedio del conjunto de plantas del Parque de Generación en el mes m .
- CM_j Costo de mantenimiento aprobado por la CREG para la planta j .
- E_{jm} Energía generada en el mes m por la planta j .
- Et_m Energía total generada en el mes m por el parque de generación.
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por Generación.
- M_0 = Cargo que remunera la Actividad de Monitoreo, expresado en precios de la Fecha Base y establecido por la CREG en Resolución posterior.

Tabla 20. Costo de Inversión (C_I) y de Mantenimiento (C_M) de las Plantas Diesel de 1800 rpm, según su capacidad (\$ de diciembre de 2006)

kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh	kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh
	24 hr	12 hr	6 hr			24 hr	12 hr	6 hr	
11	396,05	433,48	520,81	122,74	250	78,75	89,10	114,53	23,48
15	314,66	344,48	414,02	97,84	300	75,72	85,33	108,81	22,83
20	287,48	314,87	378,71	90,01	350	75,28	84,54	107,02	22,92
25	244,36	267,11	320,32	74,36	400	88,33	98,67	123,52	26,91
30	213,72	233,67	280,31	65,23	500	98,52	109,52	135,72	30,53
35	186,65	204,09	244,85	57,03	600	91,19	101,24	125,14	28,37
40	164,84	180,24	216,25	50,39	700	89,41	99,12	122,16	27,95
50	146,40	160,15	192,25	45,01	800	93,37	103,35	126,95	29,35
55	138,60	151,63	182,07	42,69	900	101,84	112,55	137,80	32,18
75	113,75	124,49	149,56	35,22	1000	104,98	115,92	141,67	33,27
115	118,52	135,88	179,21	34,03	1200	100,60	111,01	135,44	31,96
150	111,06	126,34	164,13	32,61	1500	118,44	130,47	158,63	37,83
200	92,38	104,73	135,14	27,40	2000	107,00	117,80	143,04	34,24

En aquellos casos en los cuales las capacidades de las plantas no correspondan a las definidas en el anterior cuadro, los costos de inversión y mantenimiento serán interpolados linealmente dentro del rango respectivo

Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación para Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala

$$G_m = (G_o + AOM_o + M_o) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- G_o = Cargo Máximo de Generación expresado en precios de la Fecha Base. Resulta de la suma de los componentes correspondientes a cada tecnología.
- AOM_o = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por Generación.
- M_o = Cargo que remunera las actividades del Centro Nacional de Monitoreo, expresado en precios de la Fecha Base.

Cargo Máximo de Generación (G_o) y AOM para hidroelectricidad (AOM_o)
(\$ de diciembre de 2006)

	RANGO kW		G_o	AOM_o
	Mínimo	Máximo	\$/kWh	\$/kWh
Micro Turbinas	1	100	270,24	44,78
Mini Centrales	100	1000	198,18	44,78
Pequeñas Centrales	1000	10000	108,09	44,78

El cargo para remunerar las actividades del Centro Nacional de Monitoreo (M_o), será establecido por la Comisión, una vez se hayan determinado las inversiones y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento necesarios para medir la energía generada y los índices de calidad propuestos.

3.1.2 Cargo de Distribución

El cargo de distribución dependerá del nivel de tensión:

$$D_{m,n} (\$/kWh)$$

m: mes de prestación del servicio.

n: nivel de tensión.

El cargo de distribución se actualizará por medio de la siguiente fórmula:

$$D_{mn} = D_{0n} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde,

D_{mn} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n correspondiente al mes m de prestación del servicio.

D_{0n} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n expresado en precios de la Fecha Base.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por distribución D_0 .

n = Nivel de tensión

Nivel de Tensión	Componente de Inversión	Componente de AOM	Total
n = 1	\$ 65,17/kWh	\$ 12,04/kWh	\$ 77,21/kWh.
n = 2	\$ 10,38/kWh	\$ 2,42/kWh	\$ 12,80/kWh.

3.1.3 Cargo de Comercialización

El cargo de comercialización es el siguiente:

Cm (\$/Factura)

m: mes de prestación del Servicio

La fórmula de actualización del cargo máximo de comercialización es la siguiente:

$$C_m^* = C_0^* \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde,

C^*_m = Cargo máximo de comercialización, expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

C^*_0 = Cargo base de comercialización expresado en pesos por factura, a precios de la fecha base.

IPC_{m-1} = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para el mes (m-1).

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para la fecha base del Cargo por Comercialización **Co**.

Como se indicó en la fórmula tarifaria general del numeral 3.1, el Cargo Máximo Base de Comercialización será variabilizado con la energía promedio mensual facturada en el último año.

En los mercados en que no exista medición individual de los consumos de los usuarios y con el fin de promover la instalación de tales equipos por parte del comercializador, se reconocerá un costo adicional en el cargo de comercialización de \$2.000 mensuales.

3.2 Fórmula Tarifaria para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica con Soluciones Individuales sin Red Física (Cobro por Potencia)

Para este caso el costo de prestación del servicio se cobra por kW, y está dado por la siguiente expresión:

Cargo Fijo: $CF_m = C_m$ (\$/Factura)

Cargo Variable: $CV_m = G_m$ (\$/W)

Donde:

G_m = Cargo Máximo por Capacidad Disponible $(\$/W) * W$ = Cargo de Generación en el mes m.

C_m = Cargo de Gestión Comercial = Cargo base de comercialización

W = Capacidad disponible en W por usuario, para el mes m de prestación del servicio.

La medición de la capacidad disponible en W en cada mes deberá ser certificada.

3.2.1 Cargo de Generación

El cargo de generación para las Soluciones Individuales, capacidad instalada menor a 1kW se expresa por:

G_m (\$/Factura, W)



El cargo de Generación se actualiza por medio de la siguiente fórmula:

$$G_m = [G_o + AOM_o] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde,

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.

G_o = Cargo Máximo de Generación expresado en precios de la Fecha Base. Corresponde a la suma de los componentes correspondientes a la tecnología.

AOM_o = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por Generación.

Cargo Máximo de Generación y AOM (\$ de diciembre de 2006)

Solución Energética implementada	RANGO kW		G_o	AOM_o
	Mínimo	Máximo	\$/Wp-mes	\$/Wp-mes
Individual DC	0,05	0,1	386,67	188,06
Individual AC	0,075	0,5	371,20	188,06
Centralizado Aislado	0,3	10	260,88	188,06

3.2.2 Cargo de Gestión Comercial del Generador para Soluciones Individuales

El cargo de Gestión Comercial es el siguiente:

$$GC_m (\$/Factura)$$

m: Mes de prestación del Servicio

El cargo de Gestión Comercial se actualiza por medio de la siguiente fórmula:

$$GC_m = GC_o * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde,

GC_m = Cargo Máximo de Gestión Comercial correspondiente al mes m de prestación del servicio.

GC_0 = Cargo Máximo de Gestión Comercial expresado en precios de la fecha base.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por Gestión Comercial GC_0 .

Este cargo es equivalente al de comercialización pero se le reconoce al generador como contraprestación a la labor que debe cumplir como administrador del servicio de generación de sistemas individuales, el cual reconoce el costo de la actividad de energización sin red.

Es necesario aclarar que la remuneración del servicio a través de soluciones individuales depende de la disponibilidad del mismo, y la asignación de los subsidios se hará con base en la certificación que entreguen los usuarios de la prestación del servicio en cada periodo de tiempo establecido.

La actividad de Monitoreo será definida en el momento en que la Comisión cuente con la información suficiente para remunerar los costos e inversiones necesarios para desarrollar dicha actividad por parte de una entidad que esté sujeta a la regulación de la CREG y vigilada por la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *"Cálculo de Costos de Electricidad y Tarifas"* M. Prieto, 1997
- [2] Catálogos de Fabricantes:
DFCG 60 Hz Diesel Generator Set, Onan Corporation 2000
DGDJ 60 Hz Diesel Generator Set, Onan Corporation 2000
- [3] *"Criterios de planificación y diseño de sistemas de distribución de las zonas no interconectadas (ZNI) del país"*. GPI Ltda. – IPSE, 2003.
- [4] *Compendio de estudios de caso de proyectos demostrativos de energía renovable a pequeña escala en América Central / Biomass Users Network (BUN-CA)*. 1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
- [5] *"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 Privado"*, Hagler Bailly – AENE, 2001
- [6] *"Estimación de Costos de Transporte de GLP a Granel y Envasado en Cilindro"*, Duarte Guterman y Cía Ltda.". 2003
- [7] *"Evaluación y Diagnóstico de los Sistemas Eléctricos Existentes, Diseños de Remodelación y Ampliación de Redes de Media y Baja Tensión, e Identificación de los Nuevos Proyectos Eléctricos en Diferentes Localidades (24) de las ZNI del País"*. DEPI Ltda., 2002
- [8] *Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica/Biomass Users Network (BUN-CA)*. -1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
- [9] *Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala / Biomass Users Network (BUN-CA)*. 1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
- [10] *"Metodología para el Cálculo del Cargo de Distribución aplicable a las ZNI"* Gil Carolina, Franco Felipe, Tesis de Grado Universidad Nacional de Colombia (2004)
- [11] *"Metodología para el Cálculo del Cargo de Generación aplicable a las ZNI"* J. Hernández, J.F. Galves, Tesis de Grado Universidad Nacional de Colombia (2004)
- [12] *"Micro-Hydropower Sourcebook, A Practical Guide to Design and Implementation in Developing Countries"*, NRECA International Foundation, Junio 1990.
- [13] *"Mini – Grid Design Manual"* ESMAP, Abril 2000.
- [14] Norma Técnica Colombiana NTC 818, Icontec 2004.
- [15] Norma Técnica Colombiana NTC 819, Icontec 2004.
- [16] *"Programa de Energización para las Zonas No Interconectadas"* Documento CONPES 3108, Departamento Nacional de Planeación, 2001.

[17] *"Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification."* ESM 227. ESMAP, Febrero 2000.

[18] *"Reliability of Natural Gas Cogeneration Systems"* Final Report, GRI-93 / 0020, Brown, H.W. and Stuber, F. S., (Sept 1993)

[19] *"Technological change and the environment"*, A. Grübler, N. Nakicenovic, W.D. Nordhaus (2003). Co-editado por IIASA y Resources for the Future. ISBN I-891853-46-5

[20] Referencias Internet: www.ecopetrol.com.co , www.ipse.gov.co , www.minminas.gov.co

ANEXO 1

CÁLCULO TASA DE DESCUENTO

Para el cálculo de las tasas de descuento se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$t_r = [1+Wacc(ai)]/(1+i)-1$$

$$Wacc(ai) = Wacc(di)/(1-t)$$

$$Wacc(di) = (Wd*Kd*(1-t))+We*Ke$$

$$Ke = r_f + \pi_{rn} + \pi_{rt} + \pi_{rp}$$

$$\pi_{rn} = \beta * \pi_{rm}$$

$$\beta = [1 + (1 - t)*D/ E]*\beta_u$$

Donde:

t_r :	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos
i :	Tasa de inflación en dólares americanos
t :	Tasa nominal de impuestos
$Wacc(ai)$:	Tasa Wacc nominal antes de impuestos
$Wacc(di)$:	Tasa Wacc nominal después de impuestos
Kd :	Costo de la deuda
$Kd*(1-t)$:	Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos
Ke :	Costo de capital propio o <i>equity</i>
$Wd = D/(D+E)$:	Peso ponderado de la deuda
$We = E/(D+E)$:	Peso ponderado del capital propio
D :	Valor en porcentaje de endeudamiento
E :	Valor en porcentaje del capital propio
r_f :	Tasa libre de riesgo
π_{rn} :	Prima de riesgo del negocio
π_{rm} :	Prima de riesgo del mercado
π_{rt} :	Prima de riesgo tecnológico
π_{rp} :	Prima de riesgo país
β :	Beta
β_u :	Beta desapalancado

El WACC se actualiza sobre la metodología propuesta en la Resolución CREG 013 de 2002. Los valores considerados en la actualización se muestran en la siguiente tabla:

Inflación USD =	2,50%
Tasa de Impuestos =	33,0%
ESTRUCTURA DE CAPITAL	
Deuda =	40,00%
Capital Propio =	60,0%
COSTO DE LA DEUDA	
Costo Real =	5,52%
Costo Nominal =	8,16%
Costo después imptos. =	5,47%
Tasa libre de riesgo =	4,96%
Beta (SIC 4911) =	0,41
Ajuste de Beta =	0,20
Prima riesgo mercado =	7,12%
Prima riesgo país =	1,85%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO	
Beta desapalancado =	0,61
Beta apalancado =	0,882
Prima riesgo negocio =	6,28%
Costo Capital desp.imp. =	13,09%
Costo Capital antes imp. =	19,54%
COSTO PROMEDIO PONDERADO	
WACC USD desp. imp. =	10,04%
WACC USD antes imp. =	14,99%
WACC real desp.imp. =	7,36%
WACC real antes imp. =	12,18%

Como resultado del cálculo se tiene una Tasa de Retorno de 12,18% en términos reales antes de impuestos.

ANEXO 2

Para determinar los costos de transporte de combustible hacia las diferentes localidades de las ZNI, se analizó la conveniencia de utilizar las regiones definidas en el estudio de Hagler-Bailly. Revisada la información del estudio, se encontró que son aplicables en la actualidad dichas regiones.

Con base en información reportada por las empresas tanto a la Superintendencia de Servicios Públicos como al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, se determinaron costos promedios de transporte fluvial, marítimo y aéreo (a precios de diciembre de 2006), desde los centros de abasto de combustible hasta las principales cabeceras municipales de cada región.

A partir de estas cabeceras municipales se reconocerá adicionalmente un costo de transporte hacia las áreas rurales de cada municipio (corregimientos, inspecciones y localidades menores).

Los costos promedio encontrados hasta las cabeceras principales de cada una de los grupos regionales, son los siguientes a precios de diciembre de 2006:

Grupo Regional	Fluvial y marítimo	Aéreo	Observaciones
Grupo 1	\$600/gal		
Grupo 2	\$600/gal		
Grupo 3	\$600/gal		
Grupo 4	\$600/gal		Terrestre + Fluvial
Grupo 5	\$600/gal		Terrestre + Fluvial
Grupo 6	\$1000/gal		
Grupo 7	\$1000/gal		
Grupo 8	\$1000/gal		
Grupo 9		\$6700/gal	
Grupo 10	\$2500/gal		
Grupo 11	\$600/gal		

Los costos de transporte adicionales hasta las localidades menores son del orden de \$200/gal para transporte marítimo y fluvial, y de \$2.000/gal para transporte aéreo.

ANEXO 3

Se presentan en este anexo los principales comentarios enviados con respecto a la propuesta presentada en la Resolución CREG 033 de 2005:

El IPSE respecto al contenido general de la resolución comentó lo siguiente:

- ***“Consideramos que la propuesta regulatoria debería considerar esquemas flexibles y dinámicos que permitan la adaptación de los parámetros de aplicación de la metodología en la medida que se cuenten con datos válidos.***
- ***Es necesario que los costos eficientes de las actividades para aplicar mediante tarifas a los usuarios o reconozcan los costos reales de las actividades dadas las características especiales.***
- ***La resolución debe definir las zonas aisladas no interconectables al SIN en el corto plazo, con el fin de entender específicamente las limitaciones de la propuesta presentada.”***

La propuesta no presenta barreras que impidan su implementación, tanto desde el punto de vista técnico como desde el punto de vista tarifario, debido a la amplitud que se presenta en la resolución respecto al reconocimiento de costos y al impacto limitado que se presenta en la estructura de tarifas a los usuarios.

Con respecto al factor de carga y la demanda unitaria propuestos, los siguientes son los comentarios:

IPSE:

- ***Se debe definir con precisión que es factor de carga.***
- ***Se podría considerar plantear factores de carga para servicios continuos de 24 horas, entre 12 y 18 horas, y por debajo de 12 horas. Los factores de carga diferenciales permiten tener en cuenta la ocurrencia de patrones de demanda que se adaptan a la cantidad de horas y a los horarios de prestación del servicio. Se podría esperar alguna diferencia, por ejemplo, entre la utilización que le dan los usuarios de una comunidad que sabe solo cuanto con servicio entre las 2 de la tarde y las 12 de la noche y una comunidad que confía en la continuidad durante 24 horas.***

Para establecer los subsidios, el Ministerio de Minas y Energía estableció potencias por usuario entre 0,4 kW/usuario para localidades mayores y 0,28 kW/usuario para menores, consideramos conveniente que la CREG y el MME coordinen los valores de potencia a considerar.

Sobre la tasa de descuento reconocida para remunerar las inversiones:

Acquire Ltda.:

De acuerdo con el considerando de la propuesta... “Que por lo anterior, la Comisión de Regulación de Regulación de Energía y Gas consideró conveniente incluir un

incentivo a tecnologías renovables que se encuentran en desarrollo en las zonas no interconectadas del país;" ¿Podría indicarme cual es el incentivo a las tecnologías renovables sugerido? y aclarar también, si es un incentivo a las TECNOLOGÍAS en sí mismas, o al uso de FUENTES RENOVABLES, puesto que muchas Fuentes renovables pueden utilizar TECNOLOGIAS CONVENCIONALES (motores de combustión interna por ejemplo).

En el numeral 5.2 COSTO DEL CAPITAL INVERTIDO, Parágrafo, al hablar de la prima de riesgo tecnológico (necesaria e muy importante) se utiliza nuevamente el concepto de TECNOLOGÍAS RENOVABLES y no el que sería indicado, "FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA"; se corre el riesgo de aplicar la prima atándola a la tecnología y no a la fuente, como debería ser. En muchos casos (Gasificación de Biomasa, Biocombustibles) sería la fuente la susceptible de generar o merecer la prima, no la tecnología, que por lo demás podría ser una planta diesel adaptada, por ejemplo.

Cuáles fueron, en general, los supuestos financiero técnicos utilizados para determinar la prima de riesgo tecnológico?

Agremgas:

Debido a las condiciones sociales y económicas de las ZNI, la generación en esas áreas siempre va a presentar mayores riesgos de los que se esperarían en otras actividades. Por consiguiente se considera que la prima de riesgo tecnológico debería aplicarse a todas las tecnologías empleadas para generación.

IPSE:

Consideramos que un WACC semejante al reconocido en el SIN puede no ser adecuado para incentivar a las empresas privadas o mixtas a invertir en actividades de electricidad en las ZNI. No es igual atender un usuario en el SIN que a un usuario en las ZNI por que el riesgo es mucho mayor debido a:

- **Las condiciones de lejanía y dispersión**
- **Los bajos ingresos de los usuarios**
- **No existencia de un sector industrial (el sector oficial es el principal usuario)**
- **Los graves problemas de orden público**
- **Los bajos consumos mensuales que hacen inviable establecer medición individual**

Es necesario reconocer tarifas que remuneren adecuadamente a los prestadores del servicio con el fin de que operadores eficientes compitan para atender los mercados de las ZNI. Si incrementar el WACC implica mayor costo de prestación, el Estado a través de los subsidios debería facilitarlos. Con el tiempo, si operadores eficientes se trasladan a ejercer actividades en las ZNI, la eficiencia alcanzada permitirá que los subsidios totales del Estado tiendan a disminuir con mejoras apreciables en la calidad del servicio.

La falta de una operación adecuada que es lo que más impacta el costo de prestación y por ende los subsidios, hace que los giros del estado por concepto de

subsidios directos e indirectos (a través del IPSE en AOM), y la disminución de los ingresos del estado (retirando impuestos a los combustibles o márgenes a los productores) sea una suma mucho mayor la que tendría que desembolsar si se activara un esquema de incentivos y especialmente una remuneración garantizada a los generadores.

Un WACC diferencial para las ZNI sería una de las herramientas para incentivar a las empresas eficientes a operar en las ZNI. No solo a actividades de AOM sino a actividades de reposición inmediata de equipos de capacidades menores a 200 kW (el 90% de los equipos instalados en las ZNI están por debajo de esta capacidad), sin necesidad que el estado (por medio de fondos como el FAZNI) sea la que realice la reposición.

Las condiciones de riesgo en las ZNI son mayores que en el SIN por las condiciones sociales políticas y geográficas de la región.

El mayor riesgo de las ZNI aplica a todas las tecnologías de generación e inversiones en distribución.

El Costo Promedio de Capital invertido en términos reales antes de impuestos a reconocer en las ZNI debe ser como mínimo el reconocido en el Sistema Interconectado más una prima por el riesgo adicional (tanto para inversiones en generación como en distribución).

Para la determinación del costo Unitario del kWh generado con Diesel, el IPSE sugiere lo siguiente:

Al menos el 60% de los grupos electrógenos de las ZNI operan en promedio 4 horas diarias no continuas.

De entre aprox. 1500 localidades donde se presta el servicio de electricidad en las ZNI, 2 cuentan con servicio las 24 horas y menos de 10 localidades cuentan con servicio entre 12 y 24 horas.

Modificar la tabla incluyendo estimativos de inversión para 4 y 8 horas.

Si se toman los datos publicados en la red de varios fabricantes, se puede observar que grupos por debajo de 200 kWe de capacidad en servicio "prime" tienen consumos específicos oscilando entre 13.1 a 13.5 kWh/gal, nuevos y bajo condiciones ISO a plena carga. Este dato es muy importante por cuanto el 90% de las plantas del IPSE en las ZNI están por debajo de capacidades de 200 kWe, o por cuanto si se pensase en plantas mayores, se utilizarían sistemas de paralelamiento para optimizar las cargas.

Hay tres factores que de manera general afectan el consumo específico en el tiempo:

- **Los equipos no operan en condiciones ISO (presión barométrica, temperatura ambiente y humedad relativa), lo que hace que normalmente las condiciones de operación lleven a adquirir equipos un poco más grandes de la capacidad**

calculada para el sitio;

- *Los equipos pierden eficiencia durante su operación en forma natural, lo que hace que el consumo específico (kWhe/gal) vaya disminuyendo entre mantenimientos menores y mayores, aún a pesar de buena operación y mantenimiento;*
- *La carga de operación no es constante, lo que hace que se operen a bajas cargas cuando la demanda de los usuarios es baja (primeras horas del día). Por debajo del 50% de carga, los equipos diesel pierden eficiencia significativamente y se desgastan más rápido.*

Sugerimos revisar los datos de la opción diesel a partir de datos reales, que posean GENSA e IPSE

Sugerimos revisar el porcentaje de los costos de combustible como parámetro de referencia para el costo operativo. Es posible que dicho porcentaje sea diferenciable con base en el tamaño de los grupos (para mayores de 200 kW_e y para menores de 200 kW_e)

En el estudio de AENE se tomó un factor de 0.45 para aplicar a la depreciación "eléctrica" con el fin de correlacionar costos de mantenimiento. Sin embargo, no fue claro en la sustentación para tal factor. Conviene analizar con más profundidad este parámetro, de la misma manera que el anterior, diferenciado en capacidades de más de 200 kW_e y menos de 200kW_e.

Los grupos electrógenos diesel tienen normalmente su punto de mayor eficiencia de combustible al 80% de su capacidad nominal. Por debajo del 50% pierden eficiencia significativamente, al presentar problemas por lubricación, lo que ocasiona desgaste prematuro. Entre el 50 y el 100% las diferencias de eficiencia son menos significativas. Por lo tanto, suponiendo que la capacidad del grupo se establece con base en la carga máxima (f.c. = 1) entonces los grupos trabajarían con un promedio de 60% de capacidad nominal, es decir, por debajo de la utilización óptima del grupo, que es de 80%. Esta información es importante para definir los costos de operación eficientes.

En los cálculos se debe incluir el impacto del transporte de lubricante.

En la Orinoquia y Amazonia el transporte en su gran mayoría se realiza por vía aérea lo que incrementa los costos comparado con la vía terrestre. Si el software estuviese basado en real infraestructura de transporte no habría necesidad de validar la información. De otro modo, si esta basado en distancias virtuales, los costos reales de transporte pueden estar muy por encima de los costos que pudiese obtener el software.

Frente a los cálculo del kWh generado con plantas hidráulicas:

IPSE:

"Los valores propuestos por la CREG son muy bajos respecto de los costos reales de inversión en PCH's.

Revisar los valores de inversión propuestos a partir de la información real de proyectos recientes

Se debe considerar que el costo de la tecnología depende en gran medida de los costos de transporte de materiales, especialmente en la Amazonia y Orinoquia”.

Para la tecnología fotovoltaica:

IPSE:

Si se implementan las soluciones fotovoltaicas, la necesidad estándar de paneles y baterías podría incrementar los costos y horas de prestación no pasarían de 4 a 5 horas, con base en equipos especiales de alta eficiencia en el lado de la demanda.

Se debe considerar que el problema de las soluciones fotovoltaicas es la parte operativa administrativa. Como se haría para certificar que hay soluciones fotovoltaicas de los tamaños esperados a costos razonables. Los altos costos de prestación que esta tecnología conlleva, implica unos subsidios que pueden ser utilizados en fines diferentes a los de ayudar a los usuarios a pagar el costo del servicio de energía eléctrica.

Un comentario similar al anterior surge para las micro-centrales o pico-centrales. Las soluciones fotovoltaicas deberían de entrar en esquemas de soluciones híbridas comunitarias con medición que facilitaría un seguimiento mayor a las soluciones individuales.

Generación con sustitutos del ACPM:

AGREMGAS:

Al referirse a la utilización de combustibles fósiles, el párrafo 2 del artículo 5.1 "Costos de inversión y mantenimiento de generadores Diesel operando con ACPM indica:

En aquellos casos en los cuales se utilicen combustibles fósiles diferentes al ACPM, el prestador del servicio podrá solicitarle a la Comisión, con la correspondiente justificación, la definición de los costos para estos casos particulares.

Si bien a través de este párrafo se permite el empleo de otros combustibles fósiles para la energización (sic) en zonas no interconectadas como sería el caso del GLP, no queda claro si lo allí expresado aplicaría también para la determinación de todos los costos; asociados a dichos combustibles. Es decir que si bien podría entenderse que con la debida justificación la Comisión fijará todos los costos correspondientes a generación eléctrica con combustibles fósiles, consideramos oportuno aclarar este concepto especialmente con el fin de incluir los costos de capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

Comentarios del IPSE:

Una fórmula tarifaria para la prestación del servicio de energía eléctrica con soluciones individuales exige para ser efectivo establecer el componente W real, es decir, disponible 100% en todos sus componentes, no solo el panel fotovoltaico, por ejemplo, sino la batería, el regulador, el convertidor, etc.

Existe dificultad para determinar la disponibilidad en los grupos grandes, de varias decenas de kW, y más aún para grupos pequeños.

Se requiere estimar la energía generada comprobable y evitar incentivar la aplicación de generación de pequeña escala y que será bastante onerosa al estado colombiano. La generación en pequeña escala conviene acompañarla de un sistema de validación de energía realmente generada.

Independiente de la validación o no de la capacidad disponible, se requiere analizar la eficiencia de los sistemas. Un sistema de generación en pequeña escala mal mantenido es difícil de diferenciar de un sistema bien mantenido, de modo que existe el riesgo de no incentivar un buen mantenimiento.

En este sentido, tanto el cargo por generación, como por gestión comercial no son aplicables actualmente y pueden significarle al estado colombiano fugas de subsidios.

Frente a la metodología de remuneración de las redes de distribución, el IPSE comenta:

“El número de horas de prestación del servicio es un aspecto que debe ser considerado en la remuneración de la distribución

Un menor número de horas significa un mayor tiempo de recuperación de la inversión

Determinar cargos de distribución de acuerdo al número de horas de prestación del servicio

El cargo debe ser mayor a menor cantidad de horas de prestación del servicio”.

Una figura que contenga en un eje el número de usuarios y en el otro la cantidad de kilómetros de red podría aportar en el análisis y aportar criterios respecto de las diferencias entre atender ZNI y atender SIN.

Un indicador que de algún modo es relevante es el número de usuarios por kilómetro de red, no solo por costos de comercialización sino también para costos de distribución (AOM e inversión).

Se debería precisar la metodología para definir el costo de la energía y su impacto en las pérdidas. Para el cálculo se podría utilizar un valor diferencial por tamaño de grupo electrógeno, por zonas o un promedio ponderado con respecto a capacidad instalada.

Se debería de mantener esa independencia de tres grupos de circuitos, o al menos

de dos grupos, teniendo en cuenta capacidades instaladas de generación de más de 200 kWe (grupo 1) y capacidades de menos de 200 kWe (grupo 2). Generalizar a un solo grupo puede ser perjudicial y afectar negativamente a los usuarios.

Se deben revisar las pérdidas reconocidas en los circuitos de distribución de las ZNI y su incidencia en el AOM.

Con respecto a la metodología de proyecciones de consumo, el IPSE solicita:

En los comentarios el IPSE solicita:

A los datos de consumo del aparato por hora, debería añadirse factores de utilización de dichos equipos. Por ejemplo, las bombillas incandescentes tiene un f.u. de 1, porque cada hora de energización de las mismas representa un consumo energético a plena carga. En el caso de una lavadora, un calentador, una nevera o un refrigerador, solo consume durante períodos cortos, así esté energizado 1 hora.

Con respecto al cargo de comercialización definido, el IPSE comenta:

En la mayoría de las zonas la única empresa constituida es la de energía eléctrica, donde no hay acueducto u otros servicios integrables, en cuanto a lectura, facturación, recaudo, gestión de cartera, etc. A pesar de las diferencias en dimensiones, si se tiene empresas eficientes los costos se proporcionan a esa eficiencia. Los costos base de comercialización de Cauca (\$5,400), Nariño (\$9,590), Caquetá (\$7,342), Cundinamarca (\$14,156), Meta (\$6,589), Bogotá (\$5,745). Estos datos dan un indicio de que el reconocimiento propuesto en \$/factura puede ser muy bajo sobre todo teniendo en cuenta lo mencionado en cuanto a atender número de usuarios por km de red en el SIN en las ZNI.

Se debe revisar el costo de comercialización de empresas SIN en ZNI teniendo en cuenta que hay más kWh para variabilizar los costos fijos en el SIN.

Los comentarios presentados por el IPSE sobre la fórmula tarifaria son los siguientes:

En la fórmula tarifaria para la prestación del servicio de energía eléctrica con soluciones de generación colectiva con red debe garantizarse que el componente $G_{m,tr}$ refleje las pérdidas técnicas que se tienen en el lado de la generación, las cuales se provocan por los transformadores elevadores y por las mismas conexiones.

Los componentes de $G_{m,t,r}$ y $D_{m,n}$ deberían reflejar un nivel de pérdidas no técnicas, que caracterizan cualquier servicio en el SIN: fraude, fallas administrativas, conexiones ilegales, zonas rojas y fallas en contadores. A esto se debería de sumar la estimación por aforo. Básicamente el aforo impide detallar fugas de energía provocadas por los usuarios: los usuarios con medición desarrollan muchas labores en viviendas de usuarios sin medición, con el fin de disminuir su energía facturada.

El valor de pérdidas totales es crítico en la fórmula tarifaria. Se debe considerar el impacto de "zonas rojas" y el proceso de pasar de una cultura de no cobro, no

medición, a una cultura de cobro y medición que no resulta solamente de la gestión de una empresa en 2 o 3 años, sino a una labor institucional, con la policía haciendo cumplir la Ley y la presencia permanente del Estado. Estos procesos son lentos y deben considerarse en los costos en que incurre el prestador del servicio.

El tema de pérdidas a reconocer merece una atención especial. El IPSE está implementando un programa de telemetria de macromedición para facilitar, en conjunto con macromedida local y medición de "grandes y medianos usuarios" un programa de control de pérdidas. Se podría pensar en un esquema de transición, tal como se ha planteado para el SIN, para incentivar la gestión y castigar las ineficiencias hasta donde corresponde.

La propuesta no reconoce el nivel real de pérdidas.

Las pérdidas dependen de la dispersión geográfica de los clientes.

La fórmula tarifaria debe considerar un reconocimiento de pérdidas en los cargos de comercialización y distribución.

El IPSE propone una solución en la Telemetria:

Se debería considerar que los sistemas de tele-medición permiten detallar los patrones de consumo y afectan la capacidad a instalar equipos de generación, el consumo específico de combustible, la disposición de generación (una unidad grande, varias unidades en paralelo, etc.) con el fin de equilibrar horas de muy baja carga con horas de muy alta carga llevando a relaciones de muy alta carga a muy baja carga superiores a 2. Esto afecta la inversión del proyecto y los costos de operación por combustible (Consumo específico de combustible).

Se debería insistir en la necesidad de medir los consumos reales en forma remota desde Bogotá para validar los subsidios a la demanda de los usuarios, ya sea validando por macromedición u otros sistemas avanzados de balance energético.

La propuesta regulatoria no debería impedir que si se realiza telemetria de macromedición, la misma pueda ser utilizada como herramienta para medir calidad del servicio, calidad del voltaje, disponibilidad de la planta, etc.