



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

PROPUESTA REGULATORIA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

**DOCUMENTO CREG-037
MAYO 12 DE 2005**

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

CONTENIDO

1.	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA UNITARIA Y DEL FACTOR DE CARGA EN LAS ZNI	107
1.1.	DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA.....	107
1.2.	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA UNITARIA	108
2.	TASA DE RETORNO SOBRE LA INVERSIÓN.....	109
	PRIMA DE RIESGO TECNOLÓGICO.....	109
	PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN EN LAS ZNI.....	110
3.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL EN LAS ZNI.....	110
3.1.	GENERACIÓN DIESEL.....	111
3.2.	PCHs Y SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	112
4.	LA PROBLEMÁTICA DERIVADA DEL ELECTROCOMBUSTIBLE.....	112
4.1.	TRATAMIENTO ESPECIAL AL ELECTROCOMBUSTIBLE	114
5.	OPCIONES REGULATORIAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	115
5.1.	COSTO EFICIENTE DE GENERACIÓN POR COSTO MEDIO	115
5.1.1.	Metodología	115
5.1.2.	Análisis y Propuesta	125
5.2.	COSTO EFICIENTE DE GENERACIÓN POR COMPETENCIA A LA ENTRADA	128
5.2.1.	Convocatorias para la Compra de Energía	128
6.	DISPOSICIONES GENERALES PARA CALIDAD DEL SERVICIO.....	129
6.1.	DISPONIBILIDAD DE PLANTA.....	129
6.2.	CALIDAD DEL VOLTAJE	129
	PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN EN LAS ZNI	129
7.	ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN DE LA RED EXISTENTE.....	129
7.1.	ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES	129
7.2.	GENERALIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	133
7.2.1.	Cubrimiento del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI.....	134

7.3.	CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES	134
7.3.1.	Circuitos Típicos de Nivel 1.....	134
7.3.2.	Agrupamiento de los Transformadores	134
7.3.3.	Circuitos Típicos de Nivel 2.....	136
8.	DISEÑO CIRCUITO ECONÓMICO EFICIENTE	136
8.1.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CIRCUITO ECONÓMICO DE NIVEL 1.....	137
8.2.	COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN NIVEL 1.....	140
8.3.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL CIRCUITO ECONÓMICO DE NIVEL 2.....	142
8.4.	COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN NIVEL 2.....	143
9.	RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	144
	PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN EN LAS ZNI	145
10.	ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN EN LAS ZNI.....	145
11.	ESQUEMAS DIFERENCIALES DE PRESTACIÓN DE SERVICIO.....	147
11.1.	FACTURACIÓN CON BASE EN PROYECCIONES DE CONSUMO.....	147
11.2.	PREPAGO DEL SERVICIO PÚBLICO	148
11.3.	PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN.....	148
12.	DETERMINACIÓN DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN.....	148
12.1.	METODOLOGÍA.....	149
12.2.	RESULTADOS	150
13.	MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN.....	152
14.	APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DIFERENCIALES	152
14.1.	FACTURACIÓN CON BASE EN PROYECCIONES DE CONSUMO.....	153
14.2.	PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN	153
14.3.	PREPAGO DEL SERVICIO PÚBLICO	154
14.4.	RESULTADO DE LA APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DIFERENCIALES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO	154

15.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	155
	PROPIUESTA DE FORMULA TARIFARIA PARA LAS ZNI	156
16.	FORMULA TARIFARIA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON SOLUCIONES DE GENERACIÓN COLECTIVA CON RED (COBRO POR ENERGÍA).....	157
16.1.	CARGO DE GENERACIÓN.....	157
16.2.	CARGO DE DISTRIBUCIÓN	160
16.3.	CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	160
16.4.	RESULTADOS	161
17.	FORMULA TARIFARIA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON SOLUCIONES INDIVIDUALES SIN RED FÍSICA (COBRO POR POTENCIA).....	162
17.1.	CARGO DE GENERACIÓN	162
17.2.	CARGO DE GESTIÓN COMERCIAL DEL GENERADOR PARA SOLUCIONES INDIVIDUALES.....	163
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	165
	CÁLCULO TASA DE DESCUENTO.....	167

INTRODUCCIÓN

Luego de haberse sometido a consulta las bases para el desarrollo del nuevo régimen regulatorio para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas-ZNI (Resolución CREG 093 de 2003 y Documento CREG 073 de 2003), se presenta a consideración de la industria, usuarios y terceros interesados el desarrollo de la propuesta regulatoria para el nuevo período tarifario.

La nueva propuesta plantea soluciones a los principales problemas identificados en el anterior período regulatorio, incorpora incentivos para el uso de recursos renovables en los procesos de conversión de energía, y contempla diferentes alternativas frente a la variedad de mercados relevantes, tecnologías disponibles, esquemas institucionales y estructuras de propiedad que se presentan en las ZNI.

En el proceso de discusión y análisis se recibieron comentarios con respecto a la metodología propuesta en la Resolución CREG 093 de 2003, los cuales fueron analizados e incluidos cuando se consideraron pertinentes dentro de la metodología que se propone. Las entidades y personas que presentaron comentarios son los siguientes:

- IPSE: Radicado CREG-E-2003-011750.
- Consorcio FER: Radicado CREG-E-2003-011758.
- Ramiro Ortiz Flores: Radicado CREG-E-2003-011742.
- Agremgas: Radicados CREG-E-2005-0093/94/95.
- IPSE: Radicado CREG-E-2005-00

Dentro de los principales problemas identificados en el régimen regulatorio vigente se señalan los siguientes:

- Los cargos máximos para las actividades de generación, determinados al inicio del período tarifario no siempre corresponden a los costos reales de esta actividad.
- La actualización de la fórmula tarifaria determinada con la variación del IPC no corresponde a las variaciones de los principales componentes del costo (combustible y lubricante).
- El mercado relevante fue determinado con una cobertura departamental, lo cual no se adecua al mercado relevante de las empresas existentes ni las previstas por el Gobierno Nacional.
- Los costos de generación son iguales para todo tipo de tecnología, tamaño y ubicación geopolítica de la planta.

Con la definición del nuevo marco regulatorio y en especial con la determinación detallada del costo eficiente de las diferentes actividades y el reconocimiento de los costos reales eficientes de las mismas, se busca promover la inversión en estas zonas asegurando un servicio de calidad que corrija los inconvenientes de una gestión empresarial tradicionalmente deficiente. La propuesta incorpora las disposiciones legislativas contempladas en el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003) y sus Decretos reglamentarios, así como las particularidades de la prestación del servicio en las regiones mencionadas.

El régimen regulatorio que se plantea en este documento supone una modificación importante en la intervención del Estado en las ZNI, la cual actualmente se dirige a la ejecución de obras públicas y con este esquema dicha participación se orienta a la conformación de empresas de servicios públicos-ESP que presten un servicio público de suministro de energía.

Aunque la Ley 855 de 2003 ha definido por ZNI, a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional-SIN, la propuesta regulatoria está orientada a satisfacer las necesidades del servicio en zonas aisladas no interconectables al SIN en el corto plazo, entendiéndose como aquellas zonas donde es inviable técnica y financieramente su conexión al SIN. En este contexto, las ZNI del país ocupan una extensión cercana al 66% del territorio nacional (754.000 km^2), con una población aproximada de 1.500.000 habitantes¹, distribuida en 1132 localidades, con una densidad aproximada de 2 habitantes/ km^2 . Estas Zonas ocupan principalmente la llanura del Caribe, el Pacífico, la Orinoquía y la Amazonía. (Fuente: HB-AENE 2001)

El documento incluye las propuestas regulatorias para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las ZNI, así como las fórmulas tarifarias para la prestación del servicio con soluciones colectivas e individuales. En documento posterior, se someterá a discusión la reglamentación sobre calidad del servicio y del producto que formarán parte integral de los cargos que se aprueben en la resolución definitiva.

1. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA UNITARIA Y DEL FACTOR DE CARGA EN LAS ZNI

Para determinar el factor de carga y la demanda de energía en las ZNI se propone establecer dos rangos para la prestación del servicio: localidades con 12 horas diarias y localidades con 24 horas de servicio.

La propuesta de considerar un servicio de 12 horas se fundamenta en los siguientes aspectos:

- a) La demanda de energía en horas nocturnas es muy baja debido a la ausencia de actividades productivas en la gran mayoría de las localidades.
- b) La eficiencia de las plantas de generación diesel para atender demandas por debajo del 50% es baja.
- c) Los fabricantes de motores diesel recomiendan no operarlos en capacidades por debajo del 50% de su capacidad nominal, debido al elevado desgaste del motor.

1.1. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA

Para establecer el factor de carga se acudió a 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 cuando se presta el servicio en forma continua las 24

¹ Lo cual representa cerca del 3% de la población del país; de los cuales el 36% reside en las capitales departamentales y cabeceras municipales, y el 64% en las áreas rurales.

horas del día. Para ello, se utilizó información de la curva de carga típica de un día normal de un circuito puramente 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 1-1, en donde se aprecia que atienden en su mayoría demanda residencial.

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

Empresa	No residencial	Residencial
Centrales Electricas De Nariño S.A. E.S.P.	5,07%	94,93%
Electrificadora Del Caqueta S.A. Esp.	9,18%	90,82%
Empresa De Energia De Arauca E.S.P	8,54%	91,46%
Empresa De Energia Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	11,27%	88,73%
Empresa De Energia Del Putumayo S.A E.S.P.	11,17%	88,83%
Empresa De Energia 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, la cual se presenta en la Figura 1-1. De esta curva se obtuvo un factor de carga aproximado de 0,60, que se adoptó para caracterizar la demanda en las localidades de las ZNI con servicio de más de 12 horas diarias.

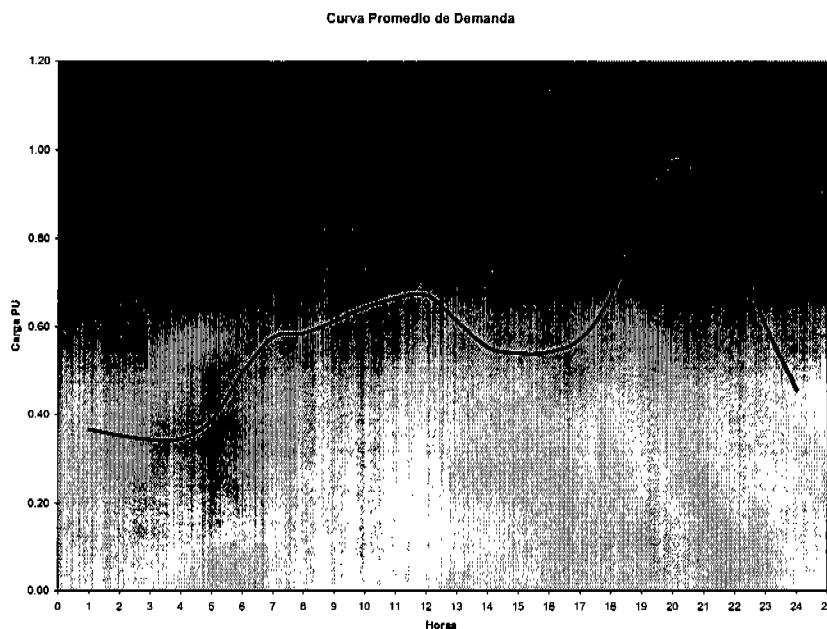


Figura 1-1 Curva de Carga Promedio para las ZNI

Con base en la información de las curvas de demanda de localidades con menos de 12 horas de servicio, se encontró que el factor de carga es de 0,32. En consecuencia se adoptará dicho valor para las localidades de las ZNI con servicio menor a 12 horas diarias.

1.2. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA UNITARIA

La demanda de energía por usuario del sector residencial, para las empresas de la Tabla 1-1, arroja como resultado un promedio mensual de 98,67 kWh. Haciendo uso del factor de carga de 0,60, se tiene que la demanda de potencia por usuario es de 0,23 Kw. Se adopta los

anteriores valores de demanda de potencia para las localidades con 24 horas de servicio diario.

Para las localidades con servicio de 2 horas, se observa que las demandas de energía son muy inferiores a los 98,67 kWh. Con base en promedios de los estratos 1, 2 y 3 para algunas localidades de las ZNI, se encontró que la demanda de energía mensual es de aproximadamente 50 kWh. Tomando la anterior demanda de energía y un factor de carga de 0,75 (para 12 horas) se obtiene que la demanda de potencia por usuario es de 0,19 Kw. En consecuencia, para las ZNI se adopta para demanda de potencia la cantidad de 0,23 Kw por usuario.

2. 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 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.

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.

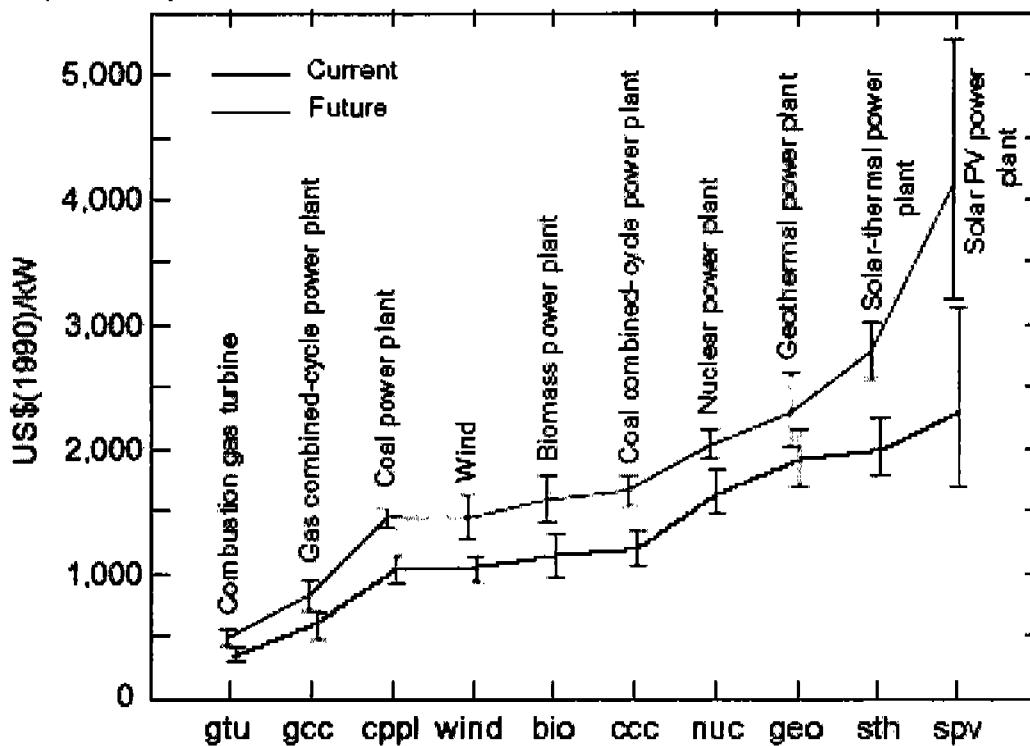


Figura 2-1 Media y Desviación Estándar de los Costos de Inversión para tecnología de Conversión, presentes y futuros (2020).
Fuente: Technological Change and Diffusion. IIASA.

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.

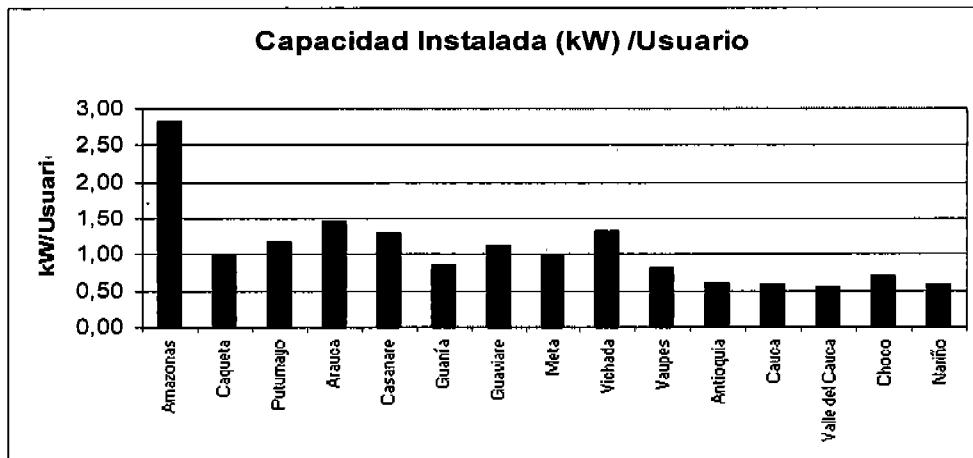
Después de realizar los cálculos correspondientes (ANEXO 1), se encontró que dicha tasa corresponde a un valor de 19,21% antes de impuestos en términos reales. Para conseguir este valor de WACC hay que reconocer implícitamente una prima de riesgo tecnológico igual a 3,5%.

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN EN LAS ZNI²

En los siguientes capítulos se presenta la metodología para remunerar la actividad de generación en las ZNI, contemplando dos aproximaciones regulatorias: i) cargos regulados por costos medios; y ii) cargos regulados por competencia a la entrada.

3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL EN LAS ZNI

La gran mayoría de los sistemas de generación de las ZNI operan con tecnología diesel, en segundo lugar se encuentran las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y por último los sistemas solares fotovoltaicos. La Figura 3-1 muestra la capacidad instalada y promedio por usuario.



FUENTE: www.ipse.gov.co
Figura 3-1 Capacidad Instalada por usuario

² 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.

3.1. GENERACIÓN DIESEL

En las ZNI se encuentran localizadas alrededor de 1075 plantas de generación diesel para un total aproximado de 200 MW [Hagler Bailly - AENE 2001]. A continuación se presenta la clasificación de dichas plantas de acuerdo con el rango de potencia:

Tabla 3-1. Plantas Diesel por Rango de Potencia.

RANGO DE POTENCIA (kW)	No. DE PLANTAS
0-60 kW	772
60-100 kW	90
100-200 kW	93
200-500 kW	71
500-1000 kW	36
>1000 kW	13
Total	1075

FUENTE: Hagler-Bailly-Aene (2001)

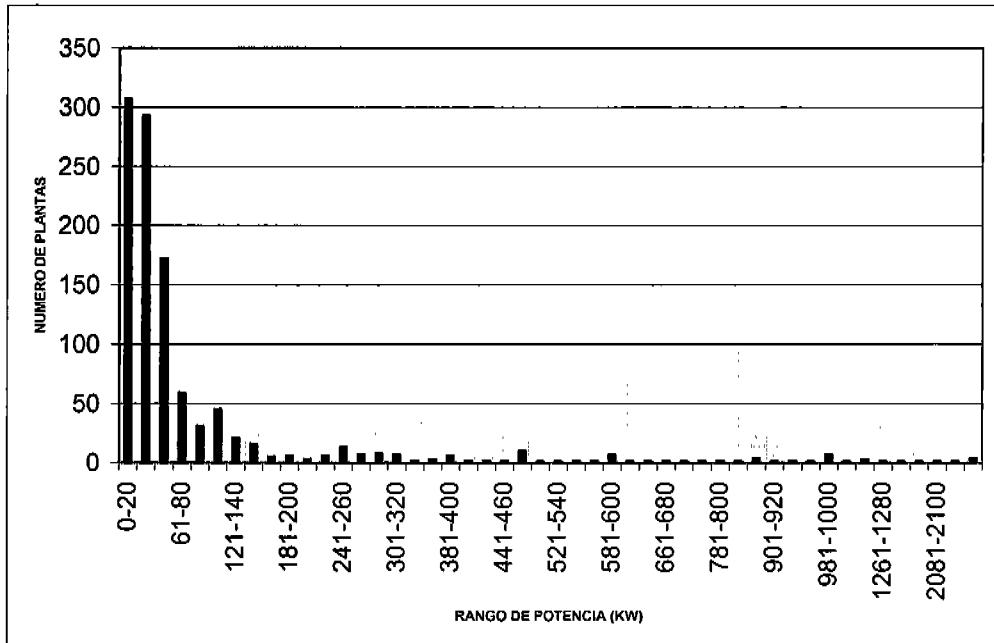


Figura 3-2 Número de Plantas por Rango de Potencia

FUENTE: Hagler – Bailly – Aene (2001)

La siguiente figura muestra la relación entre el tamaño de planta y el número de horas de prestación del servicio:

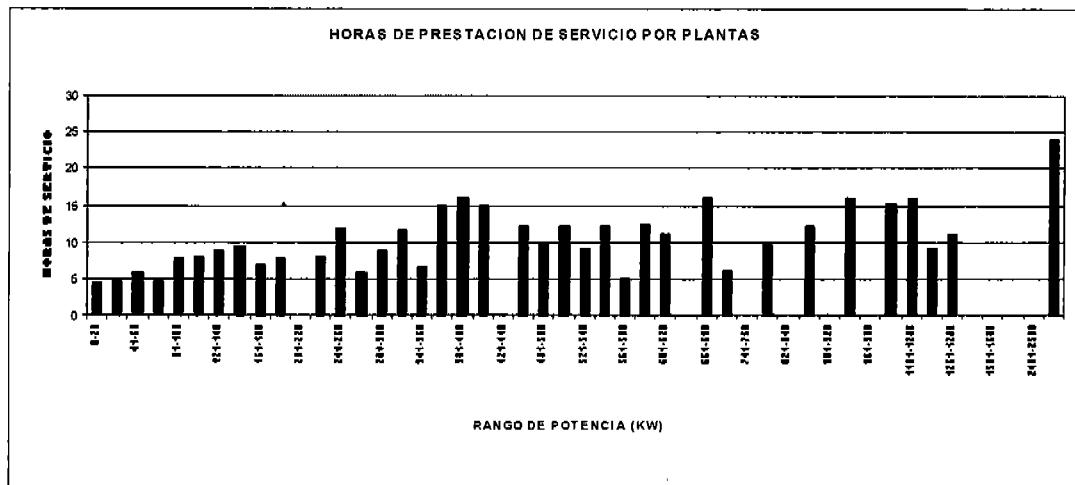


Figura 3-3 Horas de Prestación de Servicio según Rango de Potencia.

FUENTE: Hagler – Bailly – Aene (2001)

Se observa que más del 80% de la capacidad instalada en las ZNI está distribuido en cerca de 860 plantas diesel de menos de 100 kW, con muy pocas horas de prestación de servicio por día. En la figura anterior también se aprecia que a mayor potencia de la planta, mayor es la cantidad de horas al día durante las cuales presta el servicio³.

3.2. PCHs Y SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se tiene conocimiento que solo tres Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se encuentran en operación en las ZNI con una Capacidad Instalada de 2584 kW. Las PCH's que se encuentran en operación actualmente son: López de Micay (Cauca), que atiende actualmente cerca de 443 usuarios con una generación total de 1970 kWh-día; Bahía Solano (Chocó) que atiende 1660 usuarios y genera un total de 11600 kWh-día; y Caracolí (Costa Atlántica) 64 kW y que atiende 138 usuarios. No se han aplicado tecnologías de conversión que operen con muy bajas caídas y altos caudales de agua, como es el caso de la Orinoquía y la Amazonía.

De otra parte, se estima que existen aproximadamente 52 sistemas fotovoltaicos cuya capacidad instalada es de 148.48 kW⁴.

4. LA PROBLEMÁTICA DERIVADA DEL ELECTROCOMBUSTIBLE

Teniendo en cuenta la importancia del costo del combustible en el costo de la energía generada en las ZNI, a continuación se presenta un análisis de los principales factores que inciden en la determinación de dichos costos.

La Resolución No. 181191 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía define al Electrocombustible en los siguientes términos:

³ En el estudio Hagler- Bailly-Aene (2001), se encontró una disponibilidad promedio de 60% y un factor de utilización de 26%.

⁴ Hagler- Bailly - Aene (2001).

“.... de conformidad a lo establecido en los Artículos 2º y 3º 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”

La misma resolución propone un desmonte gradual del subsidio que otorga ECOPETROL al Electrocombustible. Como se aprecia en la siguiente tabla, actualmente se está subsidiando el 20% del precio regulado sin el impuesto global y la sobretasa del Electrocombustible.

Tabla 4-1 Desmonte del Subsidio al Electrocombustible

A partir de	Porcentaje
1-may-03	65%
1-nov-03	70%
1-may-04	75%
1-nov-04	80%
1-may-05	85%
1-nov-05	90%
1-may-06	95%
1-nov-06	100%

Cabe resaltar que dentro de la definición de Electrocombustible expuesta, las características fisicoquímicas de éste frente al ACPM no difieren, por esta razón el uso de uno o del otro es indiferente de la denominación dada en la Resolución mencionada.

Es bueno precisar en este punto que aún desmontando el subsidio, por el hecho de mantener el tratamiento tributario preferencial, es posible el desvío del uso del Electrocombustible hacia usos alternos como el automotriz. La siguiente tabla muestra el peso con respecto al ingreso al productor, el Impuesto Global y la Sobretasa.

Tabla 4-2 Exenciones al Electrocombustible

Impuesto Global	19.6%
Sobretasa	9.2%

Tabla 4-2 Estructura de Precios Electrocombustible Noviembre de 2004 (\$ por galón)

VIGENCIA: 0:00 horas 1 de NOVIEMBRE de 2004.

COMPONENTES DEL PRECIO	ELECTROCOMBUSTIBLE
1. Ingreso al Productor	1517,59
2. IVA	242,81
3. Tarifa Estampilla de Transporte de Combustibles (2)	(*)
4. Precio Máx. de Venta al Distribuidor Mayorista	(**)
5. Margen del distribuidor mayorista	165,18
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista	(**)
7. Transporte planta abasto mayorista a usuario (3)	

La Tarifa Estampilla de Transporte de combustibles (numeral 3), está regulada por las resoluciones 18 0088 y 18 1701 del 2003 del Ministerio de Minas y Energía. El numeral 7 de la estructura de precios es el principal problema en la valoración del costo del Electrocombustible, pues éste no está regulado por ninguna entidad, y es por lo tanto uno de los puntos importantes que debe abordarse en la metodología propuesta por la CREG.

4.1. TRATAMIENTO ESPECIAL AL ELECTROCOMBUSTIBLE

A continuación se presenta un análisis global de la problemática que radica en la existencia de subsidios y exenciones tributarias para un producto con usos alternativos.

Para el año 2003, las ventas de Electrocombustible alcanzaron el 0,77% de las ventas nacionales de ACPM, lo cual equivale a 160.569 barriles. Aplicando un factor de conversión de 42 galones por barril y un consumo específico promedio de combustible de 12,56 kWh / galón, con la cantidad de Electrocombustible vendidos en ese año, tendrían que haberse generado 84.658.069 kWh.

Teniendo la última cifra en mente, se presenta el siguiente análisis sobre la demanda de energía en las ZNI. Actualmente existen cerca de 113.000 usuarios en las ZNI, con un consumo estimado de 98 kWh/mes, lo cual equivale a una demanda anual de 133.796 MWh. Tomando los factores de conversión previos, tenemos que para suplir esta demanda son necesarios 253.633 barriles de Electrocombustible.

Lo anterior significa que se subsidia el combustible para la operación de las plantas diesel durante el 63% de las 24 horas (15 horas). Sin embargo, se tiene conocimiento que en promedio no se presta el servicio más de ocho horas diarias.

Después de haber hecho este análisis global sobre el uso del Electrocombustible en las ZNI de Colombia, se considera necesario plantear las siguientes recomendaciones:

- Acelerar el desmonte del subsidio al Electrocombustible, porque la desviación del uso de este recurso compromete la prestación eficiente del servicio.
- Orientar la política de subsidios hacia la demanda y a la construcción de tecnologías renovables de conversión de energía.

- Evitar el trato tributario preferencial al Electrocombustible para no desestimular la utilización de otras fuentes de energía.

5. OPCIONES REGULATORIAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Como se mencionó anteriormente, para determinar el costo eficiente de prestación de servicio, se proponen dos metodologías diferentes, la primera consiste en la determinación del costo eficiente de generación por costos medios, la segunda consiste en la determinación de costos eficientes por competencia a la entrada, en donde el resultado de una convocatoria determina el costo eficiente de prestación de servicio. En las siguientes secciones se desarrolla cada una de las metodologías.

5.1. COSTO EFICIENTE DE GENERACIÓN POR COSTO MEDIO

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.

5.1.1. Metodología

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.

5.1.1.1. Determinación del Costo Unitario Tecnología Diesel

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

- Tasa de Retorno: 16,06 %.
- Tasa de Cambio: 2.390 \$Col/USD.
- Horas de Prestación de Servicio: 0-12 Horas y mayor de 12 horas.
- Factor de Carga: 0,60 (servicio > 12 horas) 0,32 (servicio <=12 horas)
- Costos de Inversión: Tomados del estudio AENE. Incluyen Factor de Instalación.
- Disponibilidad Anual de las Plantas: 98% [GRI 1993].
- Vida Útil: 20.000 Horas de Servicio Continuo.

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

Consumo Específico de Combustible (Ec):

Capacidad < 100 kW	→ 0,0885 Galones/kWh
100 kW < Capacidad < 1000 kW	→ 0,0750 Galones/kWh
1000 kW < Capacidad < 3000 kW	→ 0,0625 Galones/kWh

El Consumo Específico de Combustible aumenta cuando no hay carga, por lo tanto se reconoce el consumo específico aproximado a carga media.

Consumo Específico de Lubricante (El):

$$0 \text{ kW} < \text{Capacidad} < 2000 \text{ kW} \rightarrow 0,001226 \text{ Galones/kWh}$$

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

Cálculo del Costo del Combustible

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

$$\text{CC } (\$/\text{kWh}) = \text{CEC} \times \text{PC}$$

Donde:

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

Cálculo del Costo del Lubricante

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

$$\text{CL } (\$/\text{kWh}) = \text{CEL} \times \text{PL}$$

Donde:

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

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.

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

Cálculo de los Costos Totales de Operación

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

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

Reemplazando se tiene:

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

Cálculo de los Costos de Mantenimiento

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

$$CM (\$/kWh) = 0,45 \times \text{Depreciación}$$

Donde:

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

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

Vida útil de los grupos electrógenos:

La vida útil de un grupo depende de la forma de operación y del mantenimiento que se le dé a éste, 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

Cálculo del Costo de Transporte

El alto costo del combustible en las ZNI está afectado principalmente por el valor del transporte hasta el lugar de consumo. Para establecer dicho costo se tomó como base el documento "Estudio Estimación de Costos de Transporte de GLP a Granel y Envasado en Cilindros" [6].

Para realizar el cálculo del costo de transporte se colocará en la página WEB de la Comisión un aplicativo que contiene la matriz de origen y destino con el costo de transporte.

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

A continuación, a manera de ejemplo, se introducen los resultados del cálculo de los costos de generación para la localidad de EL ROSARIO, en el departamento de NARIÑO (considerando 10 horas diarias de servicio).

Para poder 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 siguiente Figura, el costo del transporte en el poliducto desde Barrancabermeja hasta Neiva es de 267,26 \$/Galón. Sumado a esto se reconoce el costo de transporte desde Neiva hasta El Rosario el cual equivale a 241,51 \$/Galón. Éste último valor se obtiene de la matriz de origen destino mencionada anteriormente.

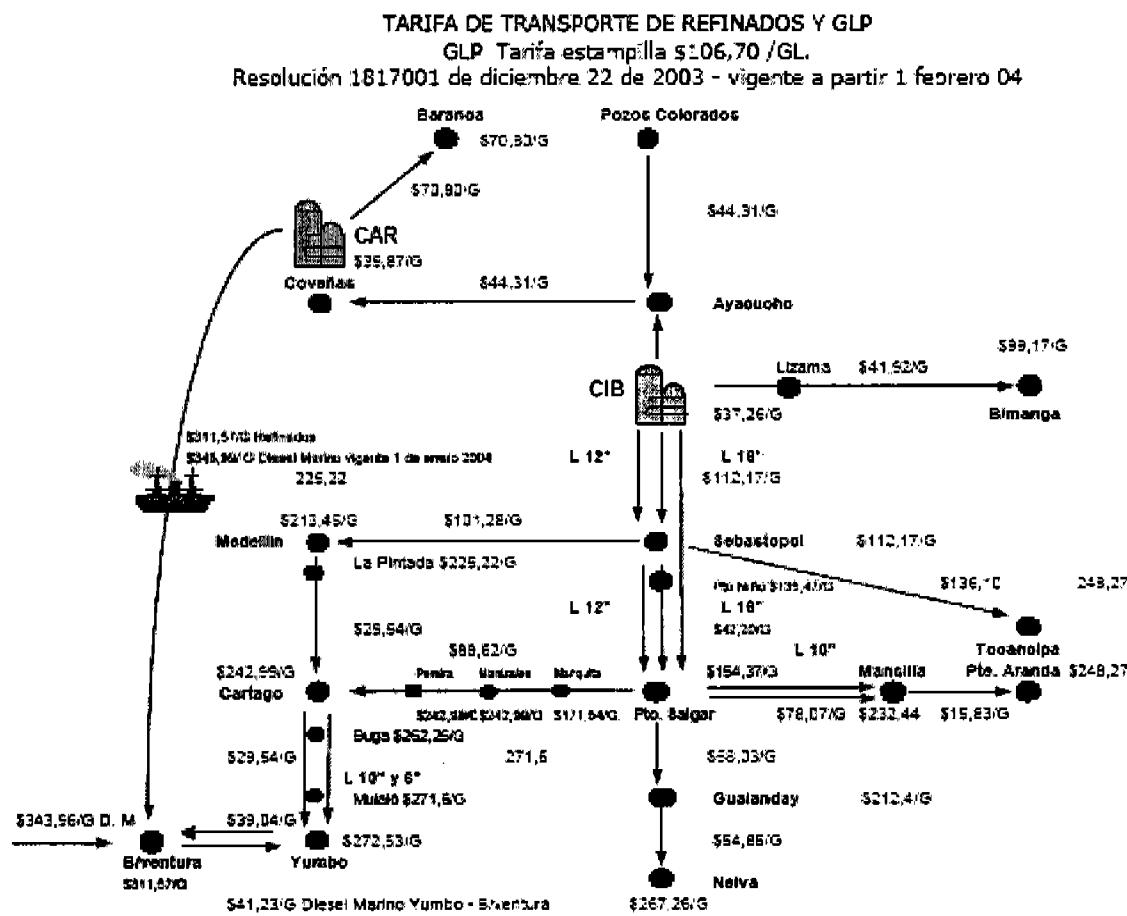


Figura 5-1 Costo de Transporte por Poliducto. Fuente ECOPETROL.

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

Tabla 5-1 Precio del Electrocombustible en El Rosario - Nariño

COMPONENTE DEL PRECIO	
1. Ingreso al Productor	\$ 1.608,50
2. IVA	\$ 257,36
3. Tarifa Estampilla Transporte de Combustibles (Barranca - Neiva)	\$ 267,26
4. Precio Máximo de Venta al Dist. Mayorista	\$ 2.133,12
5. Margen del Distribuidor Mayorista	\$ 185,00
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista (Neiva)	\$ 2.318,12
7. Transporte Planta de Abasto (Neiva) - Usuario (El Rosario)	\$ 241,51
8. Costo Total	\$ 2.559,63

Los demás costos se calculan con las fórmulas ya expuestas:

Tabla 5-2 Calculo del Costo de Inversión en El Rosario – Nariño

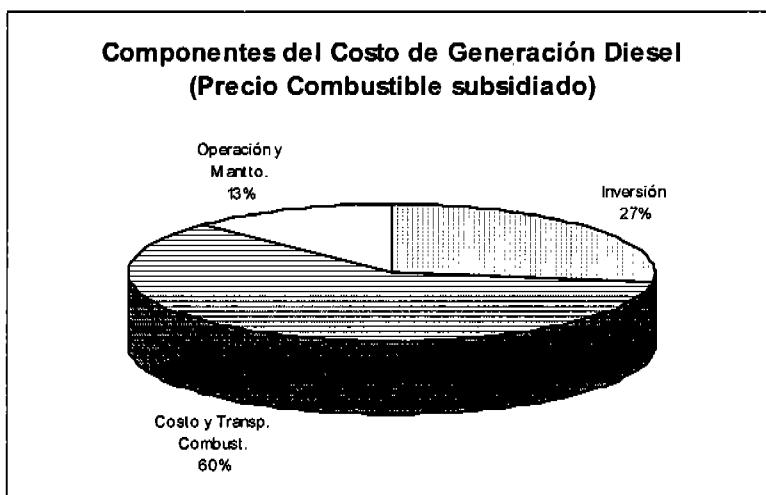
COSTOS DE INSTALACIÓN		
Capacidad de la Planta	75	kW
Costo de la Planta	\$20.977	US\$
Costo de la Planta Instalada	\$75.194.403	\$
Costo de la Casetta	\$10.000.000	\$
Costo del kW	\$1.135.925	\$/kW
Vida Útil	20000	Horas
Vida Útil	5,59	Años
Costo Anual Equivalente	\$324.164	\$/kW_año
Energía anual Generada	2683	kWh/kW_año
Costo Unitario de Inversión	\$120,83	\$/kWh

Tabla 5-3 Calculo del Costo de AO&M en El Rosario – Nariño

Consumo de Combustible	0,0885	Gal/kWh
Consumo de Lubricante	0,001226	Gal/kWh
Costo del Combustible y el Lubricante	\$265,36	\$/kWh
Costo de Administración	\$26,54	\$/kWh
Costo de Depreciación	\$66,84	\$/kWh
Costo de Mantenimiento	\$30,08	\$/kWh
Costos AO&M	\$321,97	\$/kWh
Costos Totales de Generación Diesel	\$442,81	\$/kWh

El resultado final nos indica que el costo por kWh generado en el Rosario es de \$442,81.

La siguiente figura muestra como afecta al costo total cada uno de los componentes, siendo el combustible el más importante de todos.

**Figura 5-2 Participación Porcentual de los Costos en el Total de Generación Diesel.**

Retomando el problema de los subsidios al Electrocombustible y al ACPM, la siguiente figura muestra una evaluación sobre el cambio en el costo medio de generación debido al cambio en la estructura de precios del Electrocombustible.

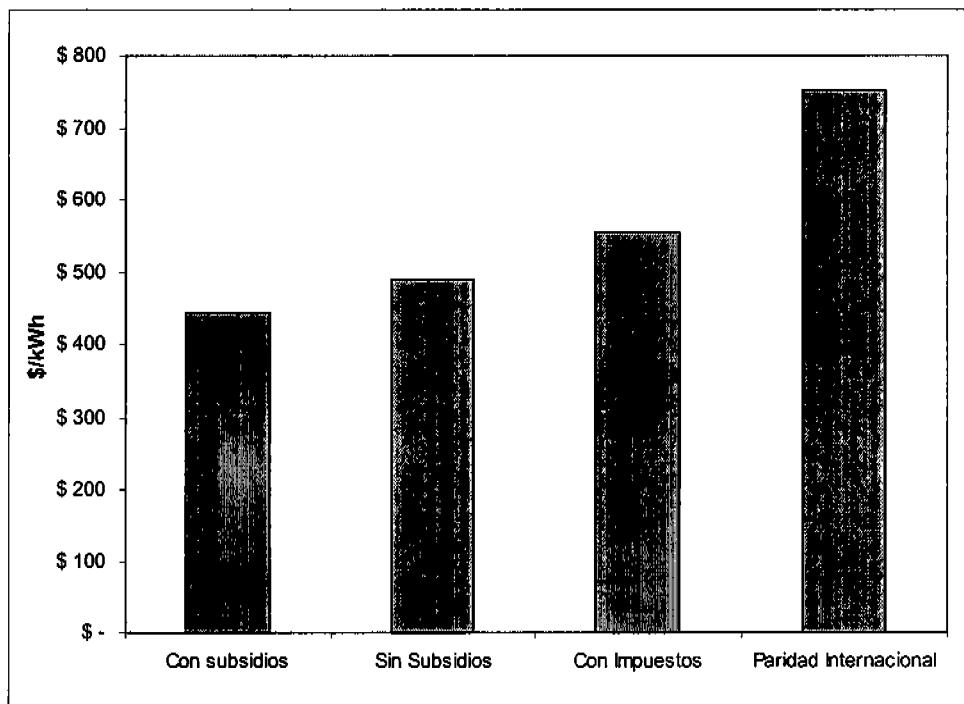


Figura 5-3 Costos de Generación Diesel

5.1.1.2. Costo Tecnología Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Las tecnologías de PCH se dividieron 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: 19,21 %.
- Tasa de Cambio: 2.390 \$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 existente en la actualidad para la construcción de las diferentes PCHs.

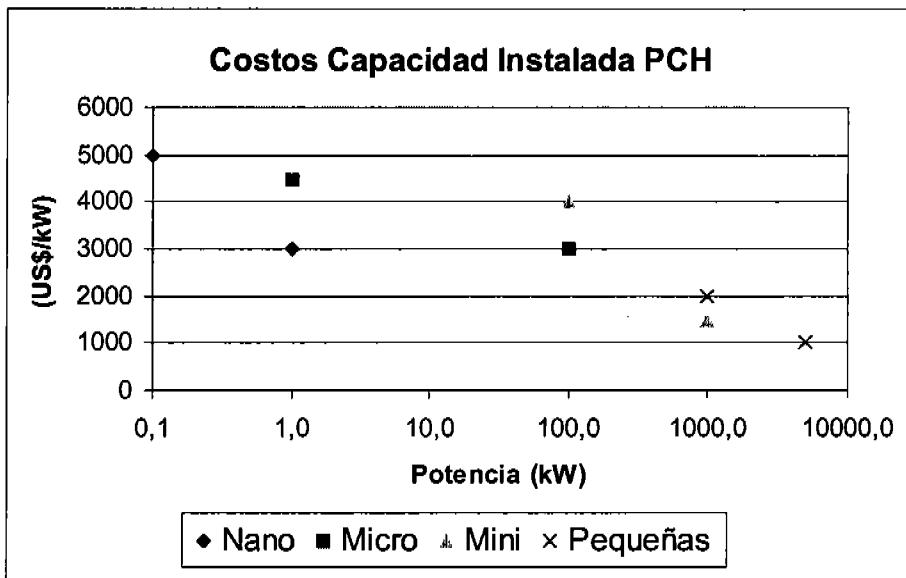


Figura 5-4 Rango de Tecnologías Hidroeléctricas. Capacidad y Costo.
Fuente: BUNCA [9]. Elaboró: CREG

Tabla 5-4 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología (\$/kW).

SISTEMA	CAPACIDAD kW	INVERSIÓN (\$/kW)
NANO TURBINAS	0,1	5000,0
	1,0	3000,0
MICRO – HIDRO	1,0	4500,0
	100,0	3000,0
MINI CENTRALES	100,0	4000,0
	1000,0	1500,0
PEQUEÑAS CENTRALES	1000,0	2000,0
	5000,0	1000,0

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 determinan los costos para los diferentes grupos de tecnología hidráulica a pequeña escala. La siguiente figura muestra el costo por kWh de cada una de las tecnologías hidroeléctricas.

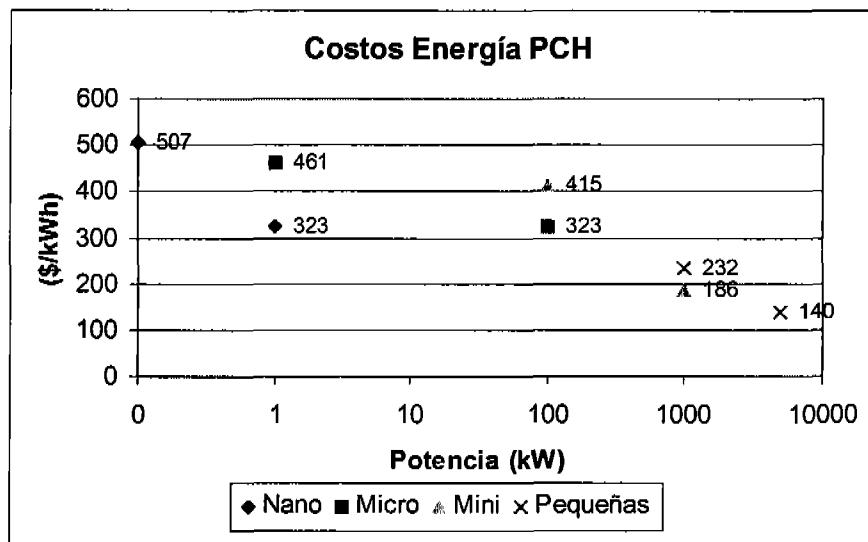


Figura 5-5 Costo de Generación Eléctrica con PCHs (\$ de Diciembre de 2004).
Elaboró: CREG

Tabla 5-5 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología (\$/kWh).

SISTEMA	CAPACIDAD kW	INVERSIÓN (\$/kWh)
NANO TURBINAS	0,1	507,09
	1,0	323,37
MICRO – HIDRO	1,0	461,16
	100,0	323,37
MINI CENTRALES	100,0	415,23
	1000,0	185,58
PEQUEÑAS CENTRALES	1000,0	231,51
	5000,0	139,65

5.1.1.3. 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, las horas de servicio a reconocer en la localidad, y el factor de carga definido. Los valores definidos para estas variables son los siguientes:

- Tasa de Retorno: 19,21 %.
- Tasa de Cambio: 2.390 \$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.

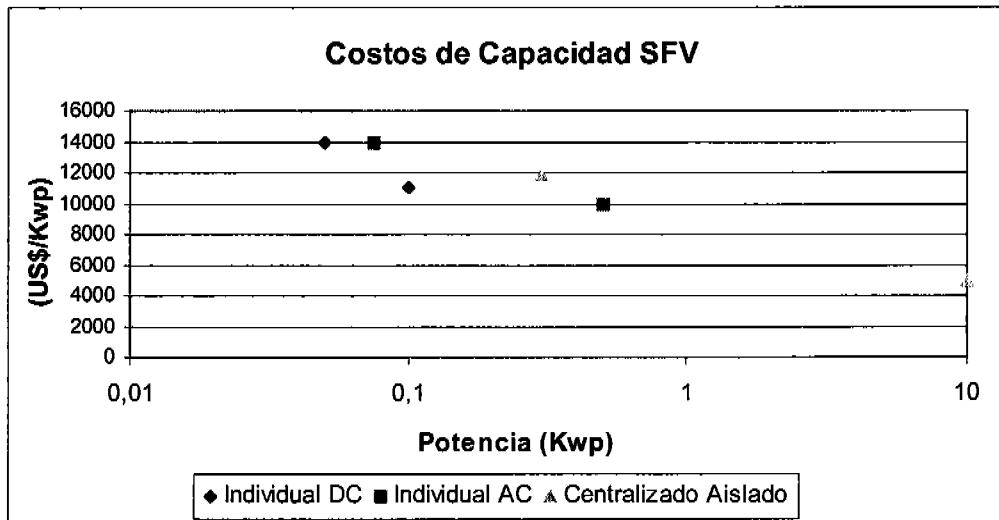


Figura 5-6 Rango de Tecnologías Solares Fotovoltaicas. Capacidad y Costo.
Fuente: BUNCA [8]. Elaboró: CREG

Tabla 5-6 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología (\$/kWp).

SFV	INVERSION (\$/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 desarrollar el costo de 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 estudiadas.

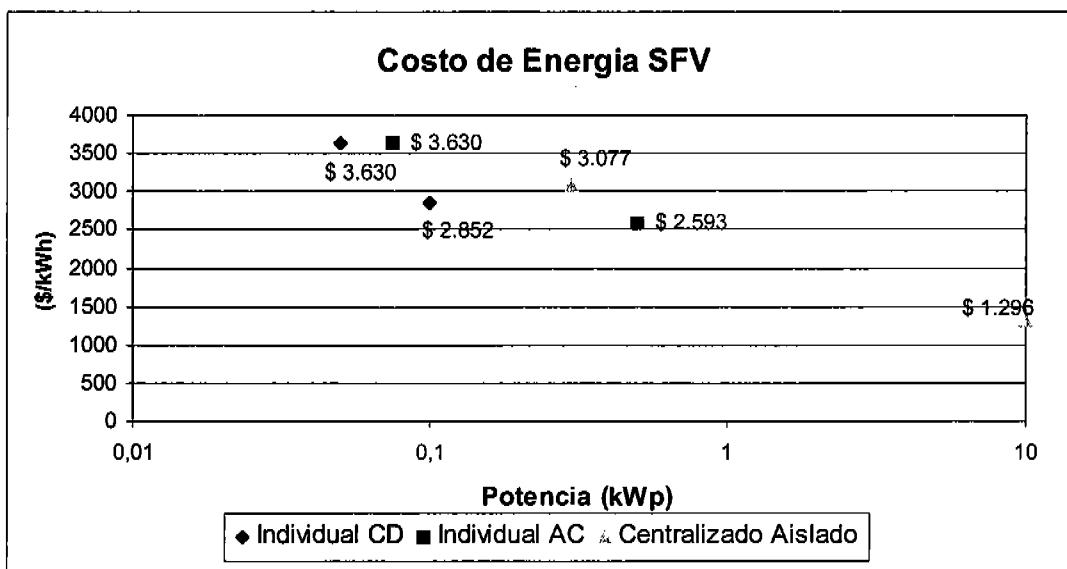


Figura 5-7 Costo de Generación Eléctrica con Sistemas SFV. (\$ Diciembre de 2004)
Elaboró: CREG

Tabla 5-7 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología (\$/kWh).

SFV	POTENCIA (Kwp)	US\$/kWp	US\$/kWh	\$/kWh
Individual DC	0,05	2771,91	1,52	3629,69
	0,1	2177,93	1,19	2851,90
Individual AC	0,075	2771,91	1,52	3629,69
	0,5	1979,94	1,08	2592,63
Centralizado Aislado	0,3	2349,59	1,29	3076,68
	10	989,97	0,54	1296,32

5.1.1.4. Tecnologías no Interconectadas al SIN pero Interconectadas con Otros Sistemas Eléctricos

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. En todo caso se debe iniciar un proceso de compra de energía como se describe en el numeral 5.2.

5.1.1.5. Generación con Tecnologías de GLP

De acuerdo con la información recibida de AGREMGAS el 14 de Diciembre de 2004, el costo medio de generación con tecnologías de GLP supera al del DIESEL, como se presenta en la siguiente tabla:

PLANTAS ELECTRICAS ENTRE 225 Y 275 KW

	DIESEL			GLP		
	Costo	Costo / Hr	Costo / KWH	Costo	Costo / Hr	Costo / KWH
Combustible (1)	1425249.9	25.13	0.1408	2587440.59	61.61	0.3042
Aceite	41930.25	0.78	0.0043	39064.65	0.93	0.0046
Mant. Preventivo	91637.06	1.88	0.0105	27706.11	0.66	0.0033
Componentes	49255.16	0.9	0.005	15184.72	0.36	0.0018
Overhauls (2)	72147.35	1.19	0.0067	60752.43	1.45	0.0071
Costo Total	1680219.72	29.88	0.1673	2730148.5	65.01	0.321
Total / Inflación	1730626.31	30.78	0.1723	2812052.96	66.96	0.3306

Fuente: Cálculos AGREMGAS.

Debido a que el uso de tecnologías con GLP no disminuye el costo de prestación del servicio, no se encuentra viable la utilización de este combustible. Se hace la aclaración que para el anterior cálculo, el precio del ACPM está subsidiado. Sin embargo, si se utiliza GLP se propone reconocer el costo medio del DIESEL como cargo máximo de generación.

5.1.2. 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 energías renovables en las ZNI.

Cuando se analizaron las tecnologías desde el punto de vista de asignación de recursos, se encontró que las llamadas renovables, como son la hidroeléctrica y la solar, pueden llegar a ser competitivas frente al Diesel. Si bien los segmentos competitivos varían con respecto a cada una de las tecnologías, se aprecia en la siguiente figura que siempre existe al menos una tecnología con la cual las energías renovables pueden competir. El uso de energías renovables debe entenderse como una solución sostenible para las localidades pertenecientes a las ZNI.

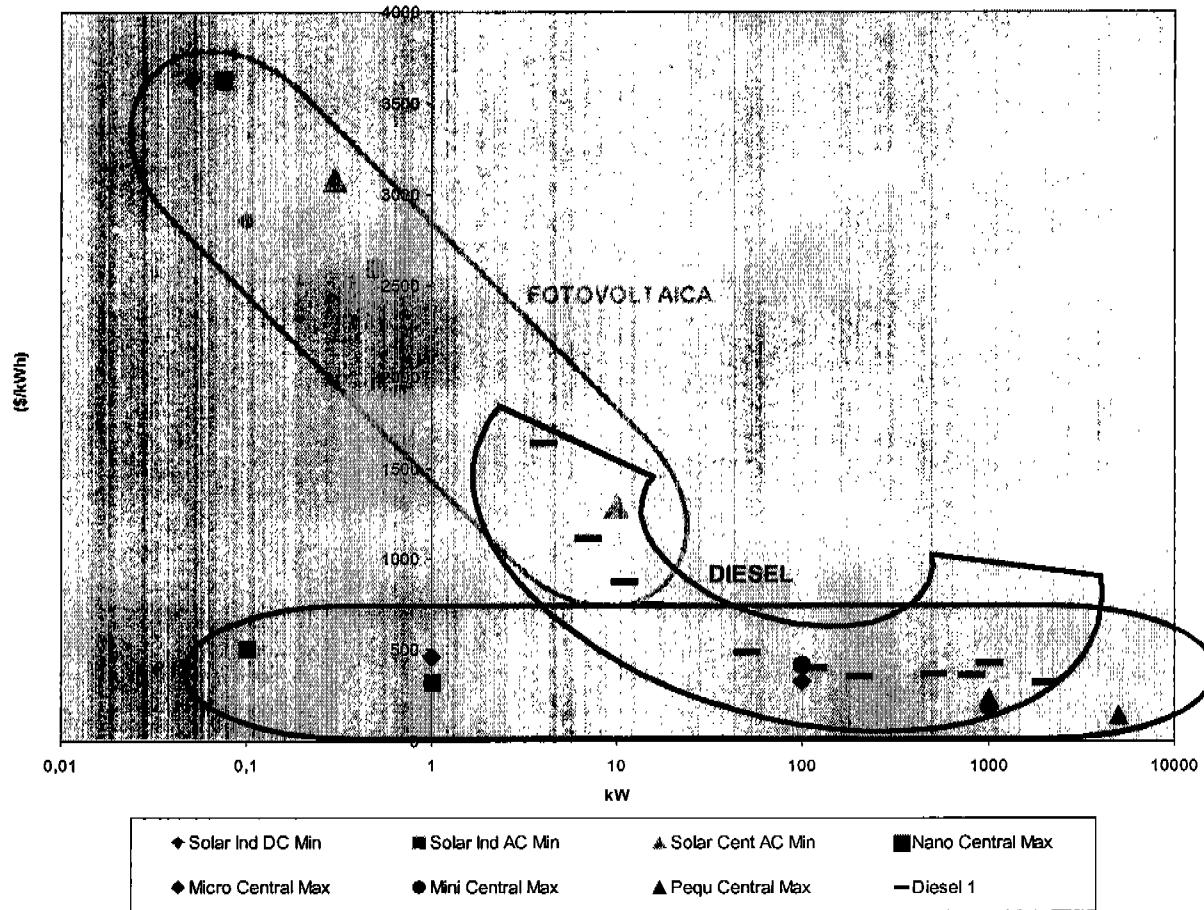


Figura 5-8 Comparación de Costos entre Tecnologías.

Se observa que las diferentes tecnologías hidroeléctricas compiten en toda la franja de capacidad de las fósiles. La figura anterior sugiere una clara diferencia entre las tecnologías con capacidad menor y mayor a 1 kW. Esta diferencia radica en los costos de prestación del servicio, y en la naturaleza del servicio prestado con cada una de las tecnologías. Debido a esta razón se definen dos grupos de tecnologías, las que prestan soluciones individuales y las que prestan soluciones colectivas.

Las Soluciones Individuales se utilizan cuando existe una muy baja densidad de usuarios, cuando la capacidad instalada no debe ser alta. Estos sistemas no hacen uso de sistemas de distribución y el costo depende principalmente de la capacidad disponible. Por estas razones se propone que estas tecnologías sean remuneradas por medio de un cobro por potencia, expresado en \$/W-mes.

Las Soluciones Colectivas son utilizadas cuando existe una alta densidad de usuarios que requieren de un consumo de energía alto. Para estos casos la existencia de un sistema de distribución es indispensable y dado que, para la tecnología Diesel, cerca del 60% del costo corresponde a la energía generada, se recomienda que estas tecnologías sean remuneradas al inversionista por medio de un cobro de energía, en \$/kWh.

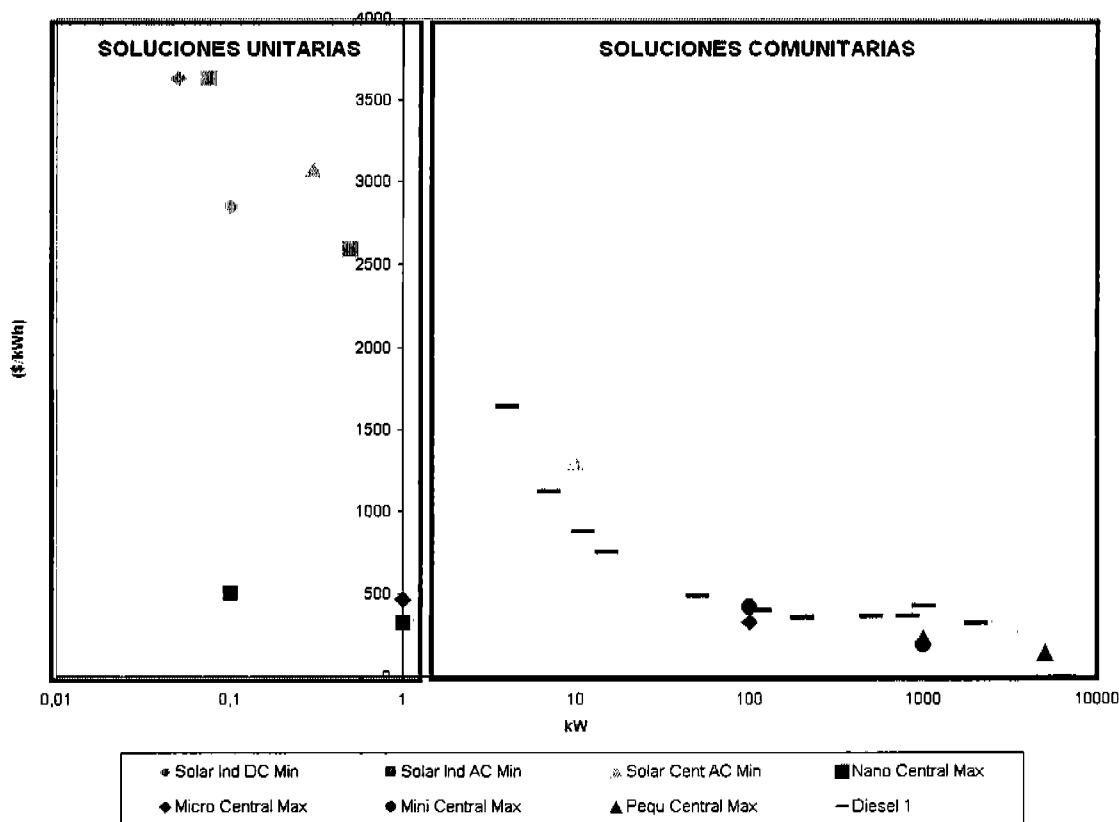


Figura 5-9 Clasificación de las Tecnologías según Tamaño de la Planta.

A manera de ejemplo, se muestra en la siguiente figura la comparación de los cargos vigentes para las ZNI, el SIN y el cargo propuesto para la localidad del Rosario en Nariño.

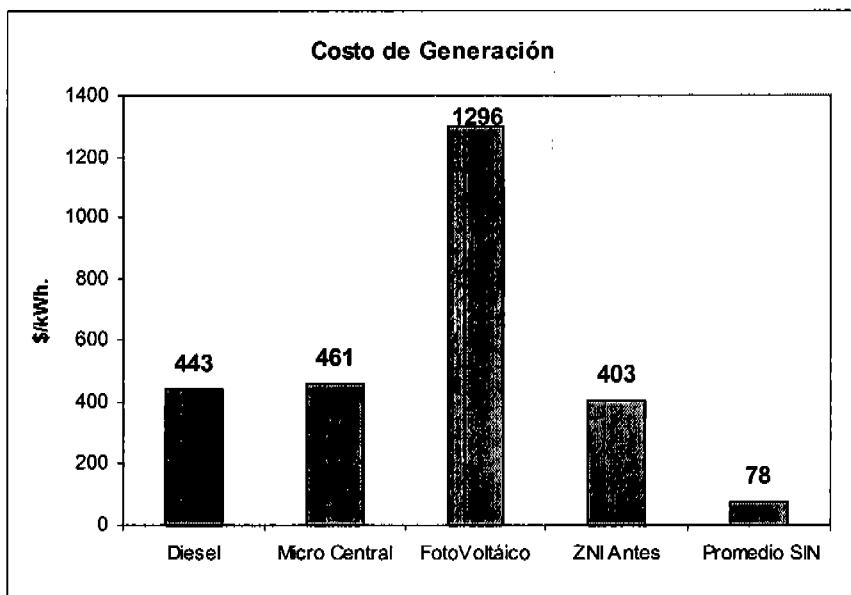


Figura 5-10 Comparación Cargos de Generación.

5.2. COSTO EFICIENTE DE GENERACIÓN POR COMPETENCIA A LA ENTRADA

Cuando se haya realizado la convocatoria pública para la compra de la energía con la que se servirá la zona, el componente de generación de la tarifa de prestación del servicio será determinado por el precio ofertado por el generador o prestador del servicio que haya sido seleccionado.

De la misma forma, cuando en cumplimiento de lo establecido en los artículos 6 de la Ley 142 de 1994, y 56 y 57 de la Ley 143 de 1994, la entidad o ente territorial competente haya suscrito un contrato para el suministro de la energía necesaria para prestar el servicio, el componente de generación de la tarifa estará determinado por el precio ofertado por el generador contratado.

5.2.1. Convocatorias para la Compra de Energía

Cuando exista una empresa comercializadora-distribuidora establecida en la zona que se encuentre prestando el servicio, dicha empresa deberá comprar la electricidad destinada a cubrir la demanda de su mercado, mediante la realización de convocatorias públicas que se adelantarán y asignarán conforme a las siguientes reglas:

1. Salvo en el caso que se establece más adelante, cada cinco años el distribuidor-comercializador deberá realizar una convocatoria pública invitando a todos los generadores existentes y a otros agentes interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación, para ofertar la energía necesaria para atender la totalidad de la demanda de su mercado.
2. La convocatoria deberá indicar por lo menos los siguientes aspectos:
 - a. Las condiciones que deben cumplir las ofertas.
 - b. El criterio de selección de las ofertas conforme a lo establecido en esta resolución.
 - c. La proyección de la demanda a ser atendida en el período.
 - d. Determinación del período para el cual se requiere la energía, indicando la fecha de inicio y finalización del suministro, haciendo claridad sobre lo establecido en el punto 6 de este numeral.
3. La convocatoria deberá anunciarse en un periódico de reconocida cobertura y amplia circulación nacional y deberá otorgarse plazo no inferior a 3 meses, entre la fecha en que inicie la venta de los pliegos y la fecha en que se haga la apertura de las propuestas.
4. Las ofertas que se presenten, incluyendo la de la empresa que realiza la convocatoria, cuando sea del caso, deberán presentarse en sobre cerrado y depositarse en una urna sellada. La apertura de la urna y de los sobres que contienen las propuestas deberá realizarse en una sola audiencia pública en la cual todos los proponentes tengan la posibilidad de estar presentes y conocer los principales aspectos del contenido de las propuestas.
5. Será escogida la propuesta que oferte el menor precio. Cuando dos o más agentes oferten el mismo precio se escogerá aquel cuya propuesta implique la generación con energía renovable.
6. Cuando la propuesta seleccionada sea de generación con energía renovable se definirá un plazo en el contrato para la compra de energía que permita al agente seleccionado recuperar la inversión que deba realizar. En este caso el plazo para la realización de la siguiente convocatoria se ajustará al plazo del contrato que en ningún caso podrá ser superior a 25 años.
7. La empresa establecida que se esté encargando de la prestación del servicio, podrá

atender la demanda con energía propia sólo si habiendo presentado una oferta en su convocatoria ésta cumple todos los requisitos y resulta ser objetivamente la mejor conforme a los criterios antes indicados.

6. DISPOSICIONES GENERALES PARA CALIDAD DEL SERVICIO

A continuación se presentan las disposiciones generales que aseguran la calidad del servicio en la actividad de generación.

6.1. DISPONIBILIDAD DE PLANTA

La disponibilidad de la planta debe ser mínimo del 98% en el año. [GRI 1993].

6.2. CALIDAD DEL VOLTAJE

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 1% del valor nominal del voltaje en los bornes de generación. [Catálogos Fabricantes, ONAN 2000].

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN EN LAS ZNI⁵

En los siguientes capítulos se introduce 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.

7. ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN DE LA RED EXISTENTE

La descripción del sistema de distribución actual busca determinar los rasgos característicos de los sistemas de distribución e identificar los problemas existentes en la prestación derivados del sistema de distribución. Este análisis se basa principalmente en dos estudios realizados para caracterizar la prestación del servicio de distribución en las ZNI. El primero realizado por AENE y Hagler Bailly [1] y el segundo realizado para el IPSE por la firma consultora DEPI Ltda.[2]

7.1. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES

Con el fin de analizar y caracterizar la red de distribución existente en las ZNI, se recopiló la información existente acerca del tema, información que fue reducida a los dos estudios mencionados, los cuales reúnen la totalidad de información existente:

El estudio de Hagler Bailly y AENE [HAGLER 2001] cuenta con información general del estado físico actual de los sistemas de distribución de 84 localidades de las ZNI. La descripción de los

⁵ 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.

sistemas de distribución es muy cualitativa y está consignada en encuestas. Estas encuestas fueron procesadas para poder realizar un análisis estadístico de los datos y de esta forma determinar el nivel de correlación existente entre ellos. Dentro de las encuestas se pudo procesar la información correspondiente a 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 procedió a realizar un análisis estadístico que pudiera, si era el caso, mostrar las tendencias típicas de los sistemas de distribución. Los resultados se muestran a continuación:

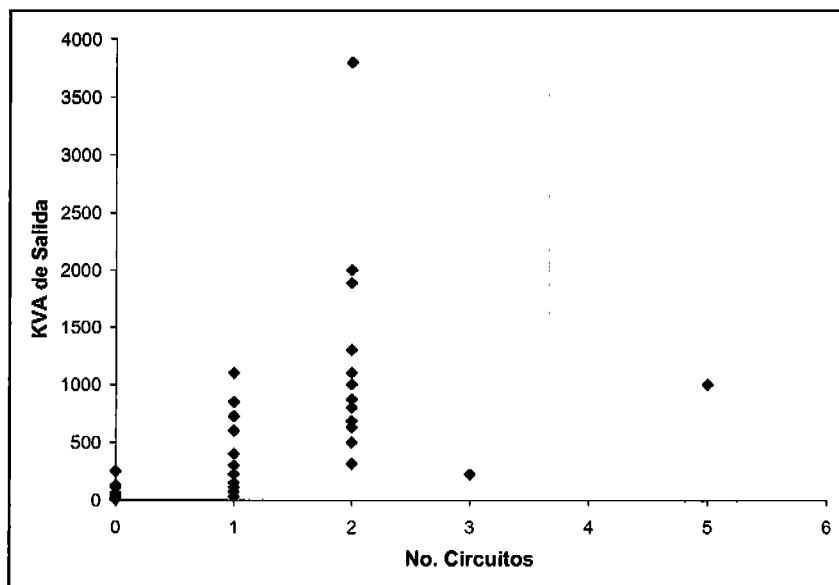


Figura 7.1 KVA de Salida de transformador elevador Vs. No. Circuitos de MT

La figura 7.1 muestra como 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 7.2 se ve cómo la densidad ($\text{Usuario}/\text{km}^2$) no determina de ninguna manera el número de circuitos de media tensión. Para ilustrarlo con un ejemplo, una población con una densidad de $500 \text{ Usuarios}/\text{km}^2$ 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.

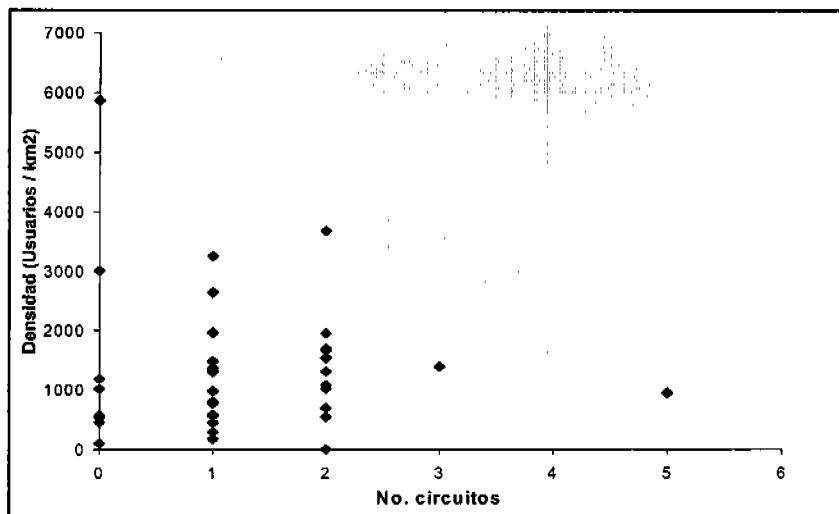
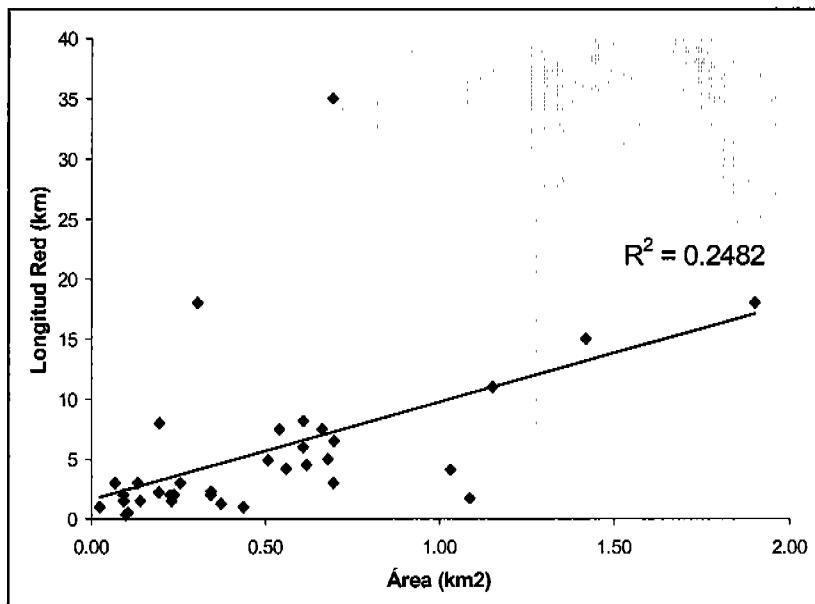


Figura 7.2 Densidad (Usuario/Km²) Vs. No. Circuitos de MT

Una relación interesante existente entre variables que puede 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 7.3 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.

Igualmente, en la figura 7.4 se presenta un comportamiento lógico de disminución de la longitud de red de MT en función de la densidad de usuarios, pero tampoco existe una buena correlación en los datos como para establecer una tendencia confiable.



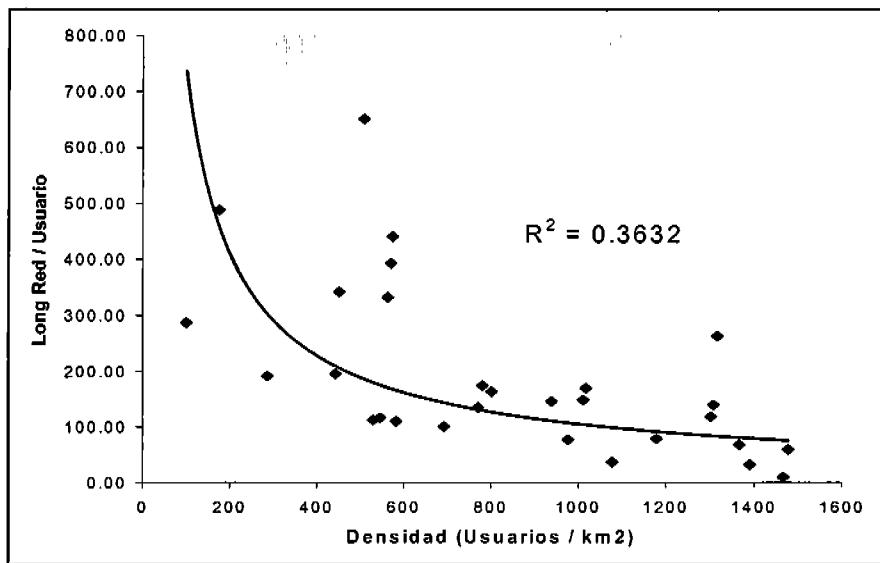


Figura 7.4 Longitud de Red (Km)/Usuario Vs. Densidad (Usuarios/km²)

En la figura 7.5 se aprecia el incremento de la potencia a medida que aumenta el número de usuarios, con un coeficiente de ajuste (R^2) un poco mejor a los anteriores casos, pero sin ser estadísticamente aceptable.

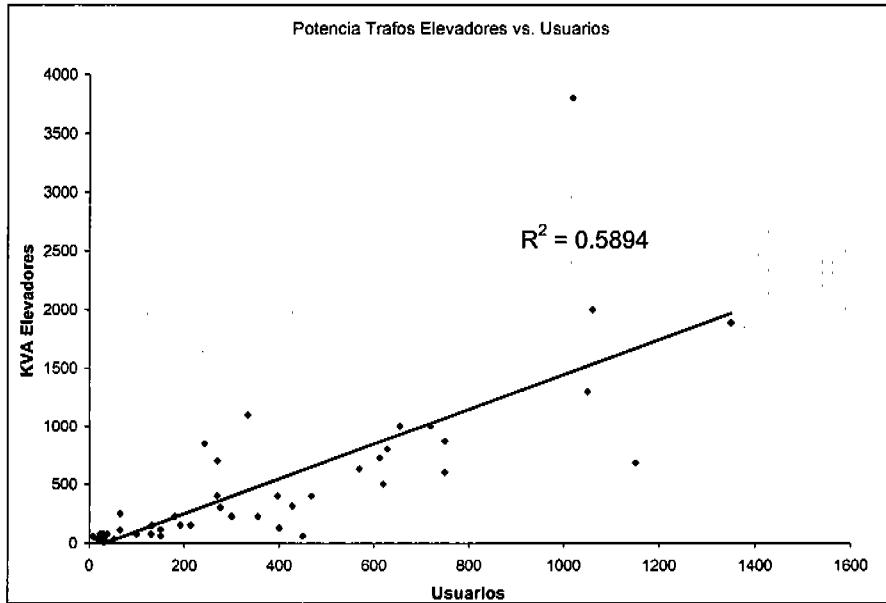


Figura 7.5 KVA de Salida Vs. No. de Usuarios

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 con criterios de eficiencia, razón por la cual no se encuentra entre ellos un circuito típico del cual pudiera obtenerse un sistema de distribución eficiente.

Posteriormente, y con el objeto de ratificar o corregir la conclusión obtenida, se tomó el segundo estudio mencionado [DEPI-2002], y con las mismas variables definidas en el primer estudio, se constató por medio de un análisis estadístico igual al previamente expuesto, la situación de los sistemas de distribución de las ZNI. Con este ejercicio, se ratificó la conclusión de que no encuentra entre los sistemas de distribución actuales, uno que tenga características de eficiencia que nos permita, mediante relaciones matemáticas, extrapolar a la totalidad de las ZNI.

Se resalta que el segundo estudio hace un análisis completo de los sistemas eléctricos de 24 localidades ubicadas en las zonas no interconectadas del país correspondientes a las regiones de la Orinoquía, Amazonía y Pacífico. Con respecto al sistema de distribución, en el estudio se realizó un levantamiento del sistema actual (incluye los planos de las redes eléctricas), 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 incluye un rediseño de las redes de media y baja tensión de éstas localidades, teniendo en cuenta criterios de regulación de tensión y distribución espacial de cargas.

Por las razones señaladas anteriormente, para determinar un circuito típico para las ZNI se procedió a utilizar los circuitos rediseñados para las 24 localidades. En consecuencia, se revisó la regulación de tensión de los circuitos diseñados por DEPI para comprobar que éstos cumplen con los criterios vigentes de regulación para las ZNI, definidos por el IPSE (Máximo 6% entre los transformadores y los postes terminales secundarios). Aunque la muestra de 24 localidades no fue el resultado de una selección aleatoria, y por lo tanto, 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, el tamaño de las mismas y su ubicación en diferentes pisos térmicos son adecuados para ser utilizados en el análisis.

En consecuencia, se tomó la decisión de establecer un circuito típico que representara las condiciones de estas zonas para el nivel de tensión I con base en la información disponible y se procedió a hallar el costo de inversión de éste. En el caso del nivel de tensión II 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. En los siguientes apartados se describe el procedimiento para llegar a los costos de inversión eficientes.

7.2. GENERALIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El estudio realizado por DEPI Ltda. mostró que 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, sobretodo en las localidades en las que la red de baja tensión es relativamente nueva.

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. Por lo general no se cuenta con contadores. 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 existente, la configuración actual no obedece a una planeación adecuada, lo que provoca la subutilización o el sobredimensionamiento de las redes eléctricas.

7.2.1. Cubrimiento del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI

El porcentaje de cobertura promedio para las localidades visitadas en el estudio de Hagler-Bailly y AENE es del 74%. Es interesante anotar que la cobertura analizada desde el punto de vista regional es muy similar para las tres regiones visitadas: Pacífica 74%, Orinoquía 74% y Amazonía 73%.

7.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES

7.3.1. 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. De los planos se extractó la información de potencia de transformadores, longitud de redes de baja tensión, número de ramales a la salida del transformador, número de usuarios y número de vanos.

7.3.2. Agrupamiento de los Transformadores

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

Tabla 7-1 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 7.6 se ve 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 7.7 se ven las primeras componentes separando los grupos.

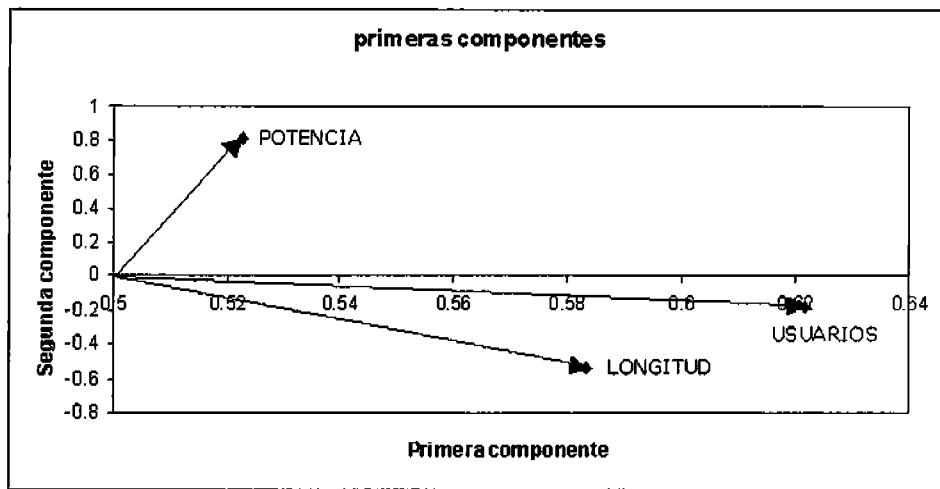


Figura 7.6. Relación gráfica entre las variables

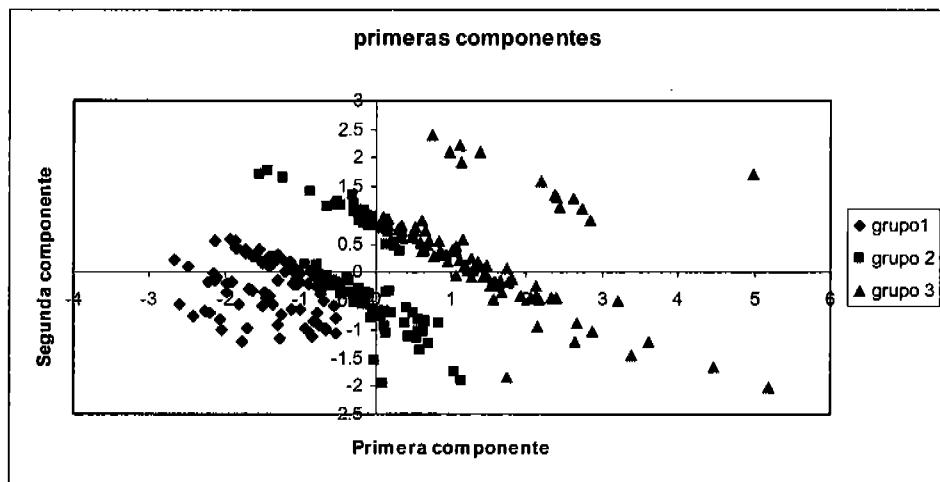


Figura 7.7 Presentación gráfica de las primeras componentes por grupo

Los resultados de las agrupaciones se presentan en la Tabla 7-2, 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 7-2 Resultados de la agrupación de transformadores

Grupo	Trafos	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

7.3.3. 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 cada una de las 24 localidades que tenían red de media tensión. Debido a la poca longitud de los circuitos de nivel 2, y sabiendo que la distribución se hace a un voltaje de 13,2 kV en la mayoría de las localidades, se optó por hacer un promedio entre los circuitos, siendo este el circuito típico de nivel 2.

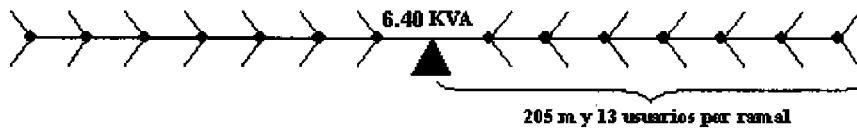
8. DISEÑO CIRCUITO ECONÓMICO EFICIENTE

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.

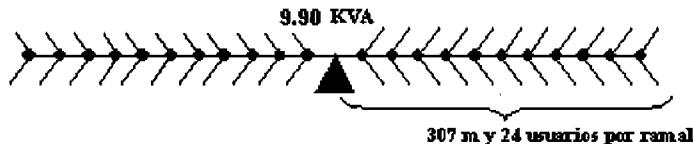
Tabla 8-1 Información Circuitos Típicos

Grupo	Longitud Trafo	Número Usuarios	Número Ramales	Longitud Vano	Longitud Ramal	Número Vanos Ramal	Usuarios Vano	KW usuario	KW punto	KVA Total	Demanda (kwh/año)	1f	3f
1	411	26	2	30	205	7	2	0.23	0.46	6.40	32964.56	10	15
2	615	48	2	29	307	11	2	0.23	0.46	9.90	51014.49	10	15
3	884	75	2	28	442	16	2	0.23	0.46	15.05	77501.52	15	15

CIRCUITO TÍPICO 1



CIRCUITO TÍPICO 2



CIRCUITO TÍPICO 3

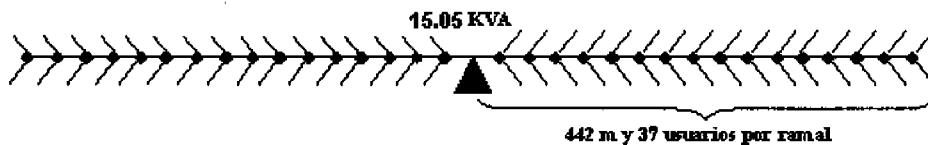


Figura 8.1 Circuitos Típicos ZNI

En la Figura 8.2 podemos ver la forma como están distribuidos geográficamente en las ZNI los grupos de circuitos típicos.

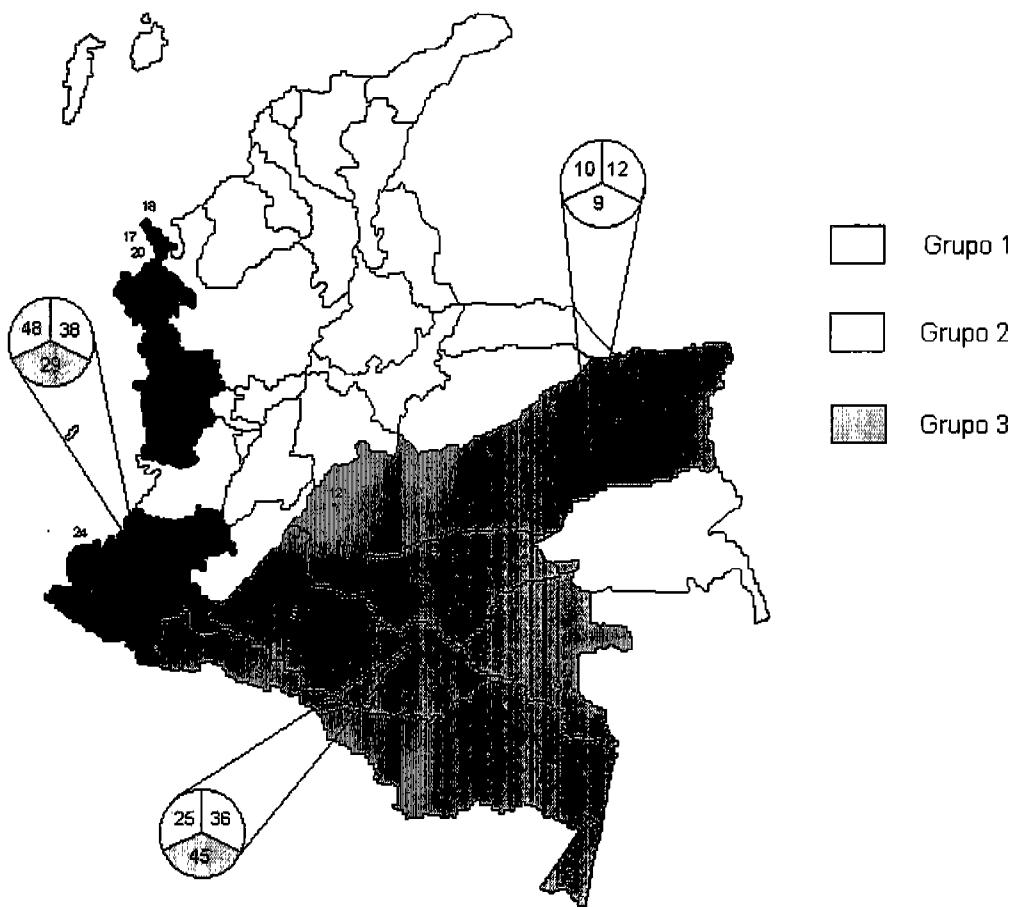


Figura 8.2 Distribución geográfica de los grupos de circuitos típicos
Fuente: Gil, Franco (2004)

8.1. 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. Estos costos incluyen costos de inversión y 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 como son conductores, postes, estructuras y transformadores.

- **Conductores:** Dentro de las posibilidades escogidas se encuentran cuatro calibres diferentes 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. Para cada circuito se indica la longitud, conociendo el costo por metro lineal de cable, se determinó el costo de inversión por concepto de conductores.

- **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 estructuras⁶: de paso, de final de circuito y de montaje del transformador. Para cada una de ellas se determinó el costo, y sabiendo la topología del circuito y el número de vanos, se estableció el costo por este concepto.
- **Transformadores:** Para cada circuito determinado previamente, se puede conocer la carga necesaria, y por lo tanto la capacidad del transformador a utilizar en cada circuito. Los valores nominales de transformación son: 15, 25 y 37.5 KVA para configuración monofásica y 15, 30 y 45 para configuración trifásica. Con el precio de cada uno podemos encontrar el costo de inversión por transformador.

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 SINIP⁷, de donde se tomaron los precios de los elementos no detallados en la primera fuente.

Estos costos fueron incrementados por un factor correspondiente al costo incurrido en el transporte hacia las localidades de las ZNI, los cuales pueden verse en la siguiente Tabla. Tomando la información del estudio de DEPI Ltda. acerca del costo de transporte de cada localidad y teniendo en cuenta la misma agrupación realizada anteriormente, se obtuvo el promedio ponderado para cada grupo. El costo de transporte depende del peso, por lo tanto se tuvo en cuenta el peso de cada uno de los elementos de la red de distribución.

Tabla 8-2 Costo de transporte utilizado para cada grupo. (\$/kg)

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

Con estos datos definidos, la función objetivo que debe ser minimizada está expresada en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \min C_{INVERSION} + C_{PERDIDAS} \\ C_{INVERSION} = C_{INVCABLE} + C_{INVESTRUCTURAS} + C_{INVTRAFO} \\ C_{PERDIDAS} = C_{PERDCABLE} + C_{PERDTTRAFO} \end{aligned}$$

En donde cada uno de los costos está en función de las variables de decisión mencionadas previamente.

⁶ Estructuras que son recomendadas por el IPSE en las normas para las zonas no interconectadas.

⁷ SINIP (Sistema de Información de Normas del IPSE)

$$\begin{aligned}
 & C_{INV CABLE}(CONFIGURACION, TIPO CABLE) \\
 & C_{INVESTRUCTURAS}(CONFIGURACION, TIPO CABLE) \\
 & C_{INV TRAFO}(CONFIGURACION, CAPACIDAD TRAFO) \\
 & C_{PERD CABLE}(I^2 Z, V^2 / Z) \\
 & C_{PERD TRAFO}(P_C, P_V)
 \end{aligned}$$

Cálculo de las Pérdidas de Energía Eficientes

- **Pérdidas en los conductores:** Estas pérdidas fueron calculadas haciendo uso del programa ATP, al cual se le ingresaron los valores usados en la tipificación de los circuitos: voltaje, configuración, tipo de cable, carga, altura de los postes y longitud de red. El programa arroja las pérdidas de potencia en vatios para cada circuito, y con éstas calculamos las pérdidas anuales de energía.
- **Pérdidas en los transformadores:** Para hallar las pérdidas en los transformadores se tuvieron en cuenta tanto las pérdidas en el núcleo (pérdidas en vacío), como las pérdidas en los devanados (pérdidas bajo carga). Con estos datos se modelaron los transformadores en ATP y se encontraron las pérdidas descritas.

Tabla 8-3 Resumen Pérdidas.

Grupo	Configuración	Conductor	Pérdidas W	Pérdidas kWh
Grupo1	Bifásico	2	26.50	55.90
		4	39.94	84.27
		1/0	17.44	36.79
		2/0	14.13	29.81
	Trifásico	2	15.85	33.45
		4	24.99	52.72
		1/0	10.01	21.12
		2/0	7.98	16.83
Grupo2	Bifásico	2	87.14	183.84
		4	130.01	274.30
		1/0	57.76	121.86
		2/0	46.93	99.01
	Trifásico	2	52.78	111.36
		4	82.62	174.31
		1/0	33.48	70.63
		2/0	26.72	56.37
Grupo3	Bifásico	2	240.25	506.87
		4	352.09	742.83
		1/0	161.25	340.20
		2/0	131.63	277.72
	Trifásico	2	140.34	296.08
		4	217.14	458.13
		1/0	89.68	189.21
		2/0	71.76	151.41

Tabla 8-4 Resumen pérdidas en transformadores

Grupo	Config	Conductor	Pérdidas W	Pérdidas kWh
Grupo1	Bifásico	2	109.53	231.09
		4	109.06	230.10
		1/0	109.86	231.77
		2/0	109.97	232.02
	Trifásico	2	139.32	293.94
		4	139.01	293.29
		1/0	139.52	294.36
		2/0	139.59	294.50
Grupo2	Bifásico	2	189.07	398.91
		4	186.73	393.97
		1/0	190.69	402.32
		2/0	191.29	403.58
	Trifásico	2	219.90	463.94
		4	218.35	460.67
		1/0	220.90	466.06
		2/0	221.26	466.81
Grupo3	Bifásico	2	248.43	524.14
		4	242.71	512.07
		1/0	252.45	532.63
		2/0	253.96	535.81
	Trifásico	2	356.74	752.65
		4	351.09	740.72
		1/0	360.45	760.48
		2/0	361.77	763.26

Sumando las pérdidas de energía anuales en conductores y transformadores, y multiplicándolas por un costo promedio de la energía de 500 \$/kWh, se determinó el costo de las pérdidas de energía para cada una de las configuraciones seleccionadas.

8.2. 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.

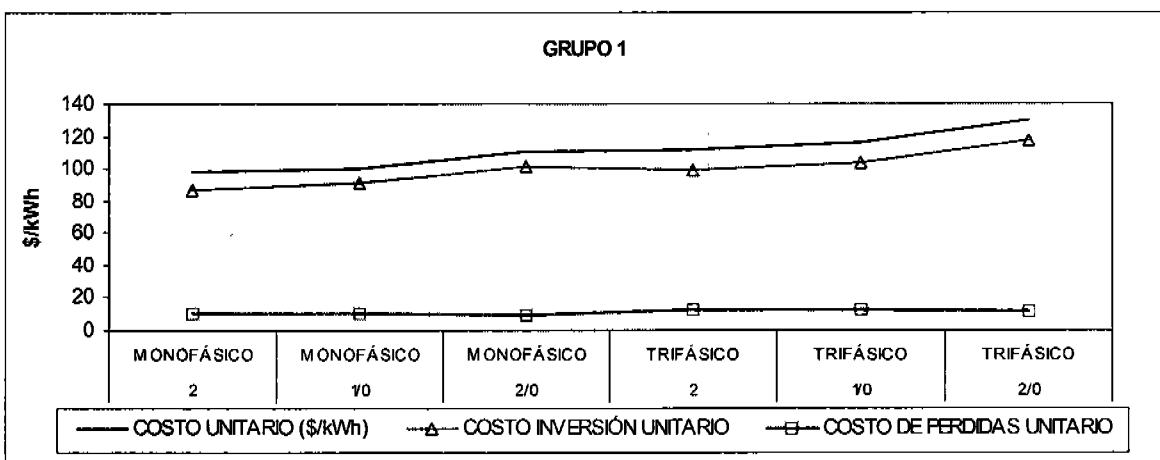


Figura 8.3 Circuito Económico Grupo 1

Como se observa en la figura 8.3 la configuración más económica y eficiente para el grupo 1 consiste en una estructura monofásica con conductor 2 AWG tipo ACSR.

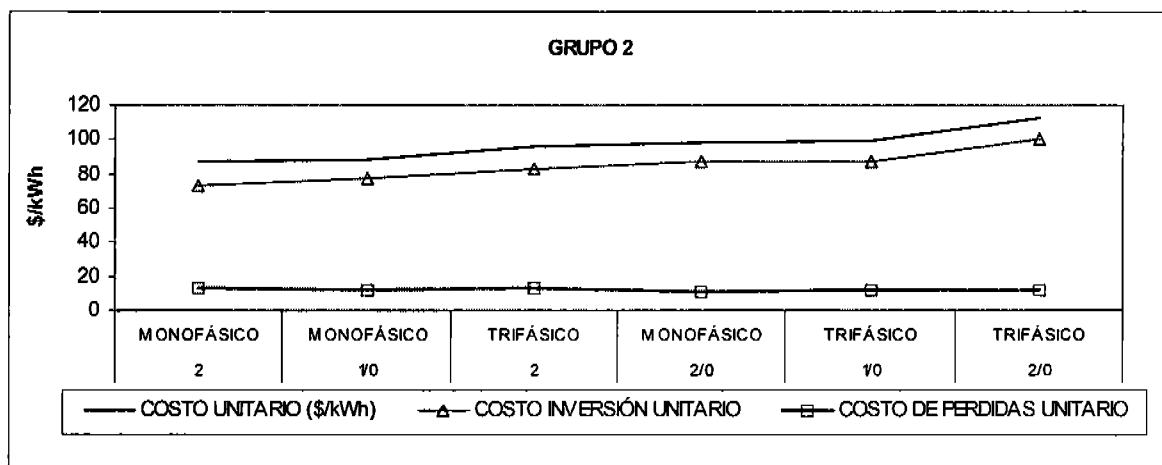


Figura 8.4 Circuito Económico Grupo 2

En la figura 8.4 se encuentra que la configuración más económica y eficiente para el grupo 2 consiste en una estructura monofásica con conductor 2 AWG tipo ACSR.

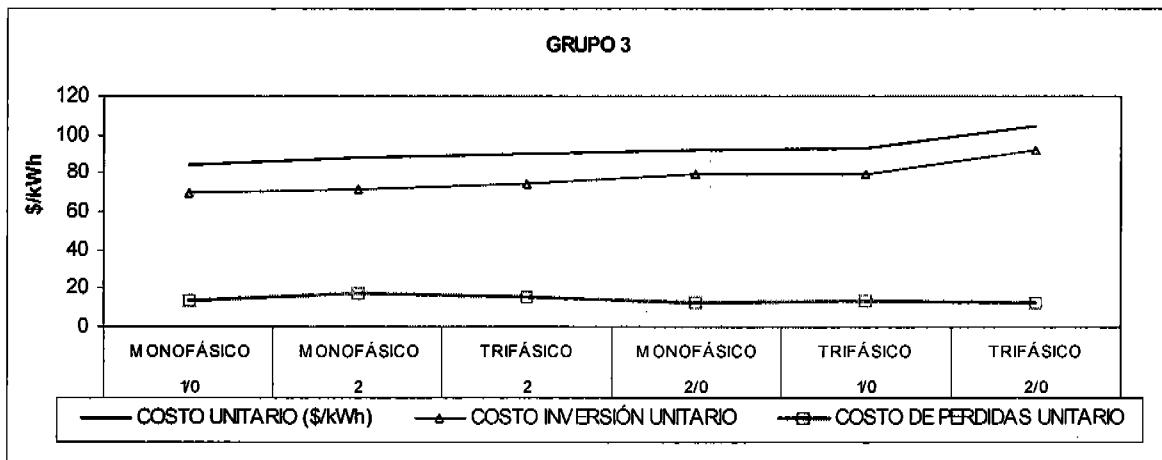


Figura 8.5 Circuito Económico Grupo 3

En la figura 8.5 se ve que la configuración más económica y eficiente para el grupo 3 consiste en una estructura monofásica con conductor 1/0 AWG tipo ACSR.

Una vez determinadas las topologías económicamente eficientes se presenta a continuación un resumen de los costos de cada una de estas configuraciones. En la primera tabla se presentan los costos de inversión y de pérdidas por separado y finalmente los costos totales.

Tabla 8-5 Costo de Inversión y Costo de Pérdidas

	COSTO UNITARIO INVERSIÓN	COSTO UNITARIO PERDIDAS
GRUPO 1	86,89	10,63
GRUPO 2	73,56	13,36
GRUPO 3	70,14	13,72

Tabla 8-6 Costo Total por Grupo

	CARGO MÍNIMO
GRUPO 1	97,52
GRUPO 2	86,92
GRUPO 3	83,86

En la siguiente tabla se muestra cual es 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. la tabla presenta también el porcentaje de pérdidas técnicas eficientes reconocidas para cada grupo.

Tabla 8-7 Costo Total Incluido AOM y Porcentaje de Pérdidas Reconocido por Grupo

	CON AOM DEL 4% DE LA INVERSIÓN	PORCENTAJE DE PERDIDAS
GRUPO 1	100,99	2,51
GRUPO 2	89,86	3,53
GRUPO 3	86,67	3,83

Dado que la distribución de los diferentes tipos de circuitos en las regiones es simétrica, se optó por hacer el promedio de los costos de los tres grupos diferentes 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: 3,30 %
- Costo Inversión Unitario Promedio: 76,83 \$/kWh.
- Costo Pérdidas Unitario Promedio: 12,58 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio: 89,40 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión: 92,47 \$/kWh.

8.3. 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 24 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 como son conductores, postes y estructuras.

- Conductor: Se utilizó un calibre de conductor ACSR número 2, ya que es lo más utilizado en estas zonas, y se tomó el dato de longitud de red de MT diseñada para cada una de las localidades, para así, utilizando una red trifásica con neutro, obtener el costo de inversión por concepto de conductor.

- **Postes:** Se contó con la información del número de postes utilizados en la red de media tensión en cada localidad. Se reconocieron postes de 12 m con una tensión de rotura de 510 kg ya que estos son los más comúnmente utilizados.
- **Estructuras:** El número de postes y la configuración de la red nos indica el tipo y la cantidad de estructuras a utilizar. Para el nivel 2 tenemos dos tipos de estructuras⁸: de paso y de final de circuito. En este caso si se ve la diferencia de precios de las estructuras de paso y de final de circuito, por lo que es necesario identificar cuántas estructuras de cada una son requeridas en la localidad.

Los precios de cada uno de los anteriores elementos fueron tomados de dos fuentes: Unidades Constructivas Resolución CREG 082 de 2002 y la Base de datos del SINIP⁹, de donde se tomaron los precios de los elementos no detallados en la primera fuente. Estos precios fueron modificados por el costo adicional de transporte, tomado del estudio de DEPI, que en este caso se hizo por localidad.

Cálculo de las Pérdidas de Energía Eficientes

Para hallar las pérdidas técnicas que se tienen en media tensión, se analizaron las pérdidas ocurridas en los conductores. Estas pérdidas fueron calculadas con el programa ATP, al cual se le ingresaron los valores: voltaje, configuración, tipo de cable, carga, altura de los postes y longitud de red.

La demanda de energía anual tomada para el Nivel 2 se obtuvo teniendo en cuenta el número de usuarios por localidad y la carga instalada por usuario de 0,23 kVA/usuario.

8.4. COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN NIVEL 2

Tomando la información anterior y haciendo uso de la metodología descrita se obtuvieron los siguientes resultados para cada una de las 24 localidades del estudio de DEPI Ltda.

⁸ Estructuras que son recomendadas por el IPSE en las normas para las zonas no interconectadas.

⁹ SINIP (Sistema de Información de Normas del IPSE)

Departamento	Localidad	Costo Unitario Inversión	Costo Unitario Pérdidas	Costo Unitario (\$/kWh)	Costo Unitario con AOM 4% (\$/kWh)
Chocó	Arandí	14.31	3.00	17.31	17.88
Guaviare	Calamar	13.77	2.11	15.88	16.43
Chocó	Capurganá	23.14	1.17	24.31	25.24
Caquetá	Cartagena del Chairá	14.23	4.70	18.92	19.49
Vichada	Cumaribo	13.85	0.35	14.20	14.75
Guaviare	El retorno	13.82	1.10	14.92	15.47
Nariño	Iscuandé	10.95	0.08	11.02	11.46
Meta	La Macarena	12.61	10.23	22.83	23.34
Amazonas	La pedrera	80.15	0.06	80.21	83.42
Nariño	La Tola	15.54	0.39	15.93	16.55
Cauca	López de Micay	8.15	0.28	8.43	8.76
Nariño	Mosquera	7.62	0.06	7.68	7.98
Nariño	Pizarro	10.41	1.52	11.93	12.35
Meta	Pto. Concordia	11.33	1.21	12.53	12.98
Putumayo	Pto. Leguizamo	13.16	1.88	15.04	15.56
Amazonas	Puerto Nariño	31.87	0.84	32.71	33.98
Chocó	Rio Sucio	24.80	2.11	26.91	27.91
Caquetá	Solita	12.08	0.85	12.93	13.41
Vichada	Sta. Rosalia	50.66	0.58	51.24	53.26
Amazonas	Tarapacá	14.51	0.23	14.75	15.33
Cauca	Timbiquí	9.93	1.95	11.88	12.28
Chocó	Unguía	19.96	4.96	24.91	25.71
Meta	Uribe	9.53	0.67	10.20	10.58

El promedio de los costos anteriores es el siguiente:

- Porcentaje de Pérdidas Técnicas Promedio: 0,17 %
- Costo Inversión Unitario Promedio: 18,97 \$/kWh.
- Costo Pérdidas Unitario Promedio: 1,75 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio: 20,72 \$/kWh.
- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión: 21,48 \$/kWh.

9. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Como resultado de la metodología utilizada se encontraron los siguientes resultados para los sistemas de distribución de Nivel 1 y de Nivel 2 (Valores expresados en \$ de Diciembre de 2004).

- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión Nivel 1:

92,47 \$/kWh.

- Costo Unitario Promedio con AOM del 4% sobre la Inversión Nivel 2:

21,48\$/kWh.

Para una localidad que tiene circuitos de Nivel I y Nivel II se tendría un costo total, incluido un AOM del 4% igual a:

\$ 113,95/kWh.

La comparación entre los resultados obtenidos y los cargos reconocidos actualmente para las ZNI, se presentan en la figura 9.1. Esta figura muestra como el cargo propuesto reconocería \$35.77 adicionales al cargo actual.

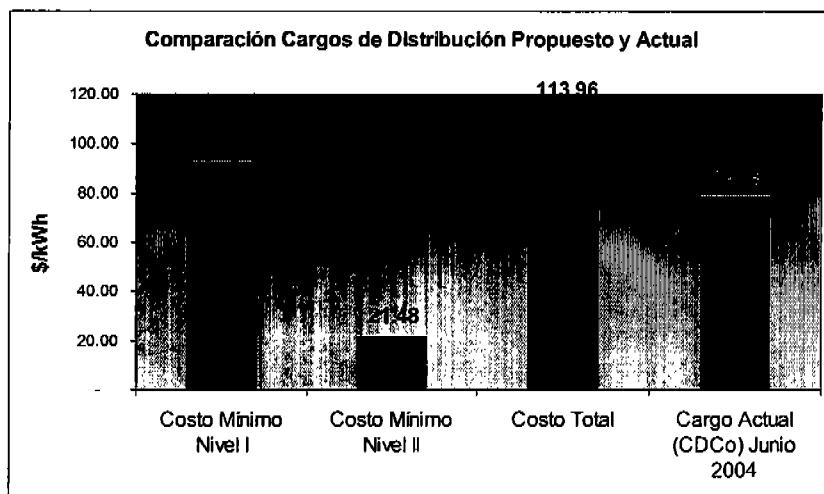


Figura 9.1 Comparación Costos Propuestos con Cargo Actual ZNI

Por otro lado, la figura 9.2 compara los resultados obtenidos con el promedio del SIN. De acuerdo con ésta, se reconoce un costo de \$63.21/kWh superior al del interconectado, pero estos costos se explican por sí mismos debido a la baja demanda que deben atender los sistemas de distribución de las ZNI, sumado al incremento en los costos debido al transporte de los materiales a dichas zonas y al alto costo de las pérdidas de energía.

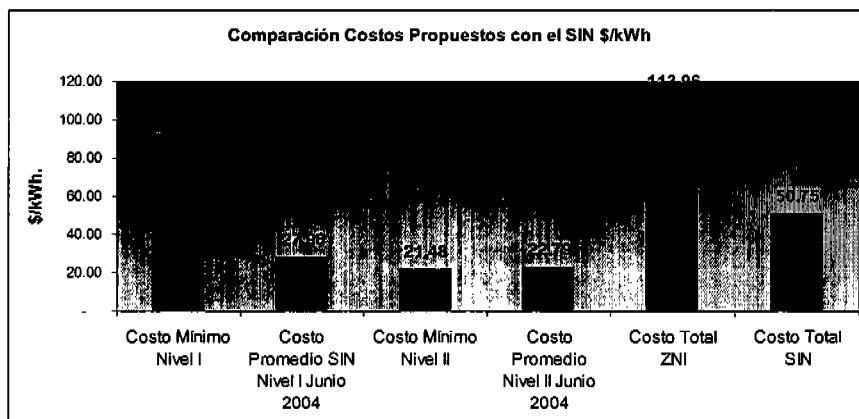


Figura 9.2 Comparación Costos Propuestos con Promedio SIN

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN EN LAS ZNI

Se introduce la metodología utilizada para calcular el cargo que remunera la actividad de comercialización en las ZNI. Se consideran los costos reales de prestación del servicio al igual que la posibilidad de introducir esquemas diferenciales de prestación del servicio en las ZNI.

10. ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN EN LAS ZNI

Dadas las características propias de las ZNI, como son la baja demanda, la elevada dispersión, la baja capacidad de pago o en muchos casos la cultura de no pago; la actividad de comercialización en las localidades se desarrolla formalmente, en donde muy pocas de las empresas prestadoras del servicio cumplen con la regulación vigente.

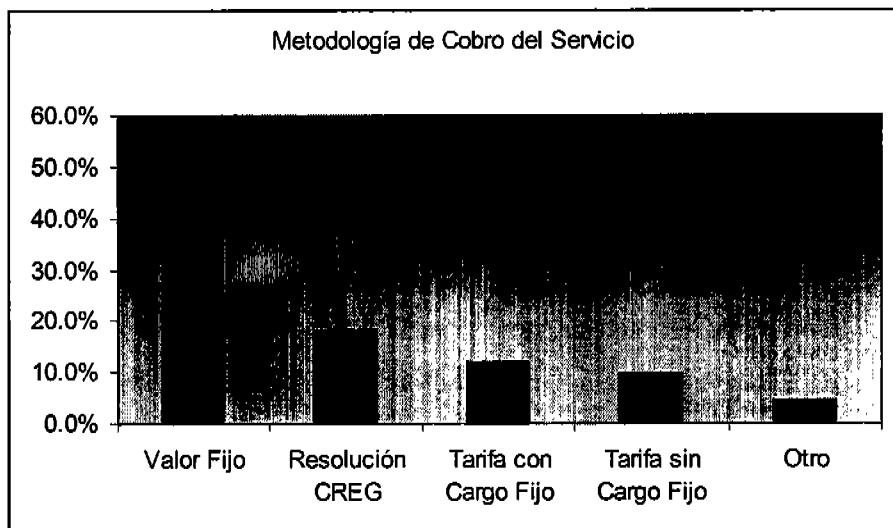


Figura 10-1 Cobro del Servicio en las ZNI, [SSPD, 2001]

El servicio eléctrico se presta en aproximadamente 1132 localidades de las ZNI, dentro de las cuales a finales de 2001 existían 43 entes prestadores registrados, la mayoría de ellos ubicados en las principales cabeceras municipales: 37 Empresas de Servicios Públicos, 5 Alcaldías y 1 Gobernación. Además, existen 53 alcaldías que perteneciendo al SIN tienen bajo su jurisdicción 437 localidades que no han sido interconectadas todavía.

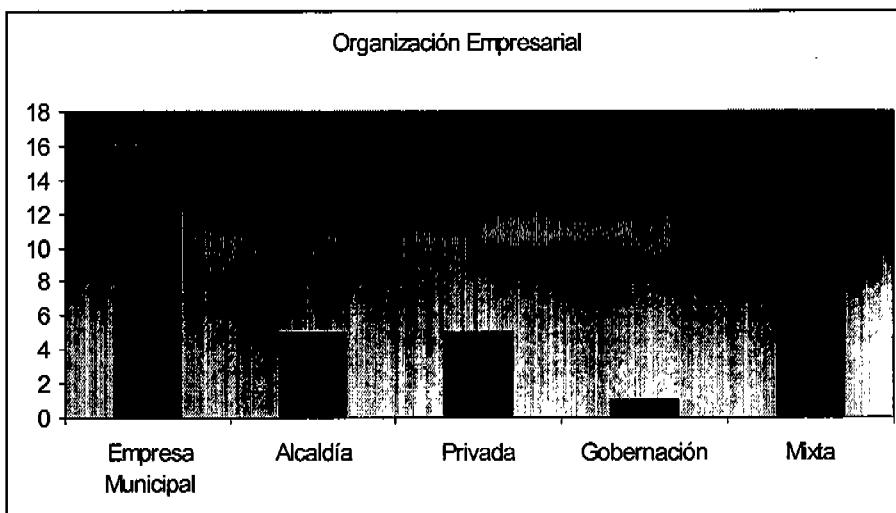


Figura 10-2 Organización Empresarial en las ZNI; [SSPD, 2001]

11. ESQUEMAS DIFERENCIALES DE PRESTACIÓN DE SERVICIO

En el Decreto 3735 de 2003, que reglamenta el desarrollo de esquemas diferenciales de prestación del servicio, se definen las Zonas Especiales de la siguiente forma:

"Zonas Especiales de Prestación del Servicio o Zonas Especiales: Son en su conjunto las Zonas no Interconectadas, los territorios insulares, los Barrios Subnormales, las Áreas Rurales de Menor Desarrollo y las Comunidades de Difícil Gestión."

Es decir que el Decreto permite la aplicación de esquemas diferenciales de prestación de servicio en las ZNI. Según el mismo Decreto, además de la medición y facturación tradicional con contador, se podrán aplicar los siguientes esquemas diferenciales de prestación del servicio:

- Medición y Facturación Comunitaria.
- Facturación con base en proyecciones de consumo.
- Pagos anticipados o Prepago del Servicio Público.
- Periodos flexibles de facturación.
- Los que regule la CREG.

11.1. FACTURACIÓN CON BASE EN PROYECCIONES DE CONSUMO

Este esquema consiste en la estimación de la energía consumida por un suscriptor individual con fundamento en los consumos históricos propios o, en su defecto, utilizando consumos de usuarios similares o aforos de las cargas instaladas en cada vivienda, en los casos en los cuales no exista medidor. A todo suscriptor que tenga un medidor instalado, se le ajustará la proyección y en consecuencia la facturación cada vez que se tenga acceso al equipo de medida. Cuando se modifiquen las condiciones con las cuales se calcularon las proyecciones, éstas deberán ser revisadas.

Para la proyección de consumo se realizará una medición colectiva, la cual será prorrstateada con base en el aforo de carga realizado. Si existe contador, el prorrstateo se hará con respecto a esta medición y se reajustará cada vez que se tenga acceso al mismo.

Se aclara que el consumo proyectado con base en aforo de carga debe considerar el consumo por hora de cada aparato eléctrico por un factor de utilización mensual.

Tabla 11-1 Consumo Cargas Contratadas.

Aparato	Potencia (vatos)
Iluminación	
Bombillo	40-150
Conservación y Preparación de Alimentos	
Nevera	250
Licuadora	200
Estufa	1.000 (por cada parrilla)
Comodidades	
Televisor	100
Equipo de sonido	100
Grabadora	40
VHS	50
Ventilador	100
Plancha	1.200

Fuente: Cálculo de consumo de Electricidad. ZNI. Prieto, Medardo. 1997

11.2. PREPAGO DEL SERVICIO PÚBLICO

Bajo este esquema el suscriptor se compromete a pagar en forma previa al consumo una cantidad determinada de energía que la empresa se obliga a suministrar en un periodo de tiempo acordado. Para esto es necesario que todo suscriptor que quiera utilizar este esquema, tenga un equipo de medida especial, el cual puede ser de prepago. Para este esquema aplica lo dispuesto en la Resolución CREG-096 de 2004.

11.3. PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN

Este esquema le permite al comercializador facturarle al suscriptor la energía eléctrica en forma mensual, bimestral, trimestral, semestral (no se pueden exceder los seis meses). El periodo de facturación no debe coincidir necesariamente con el periodo de medición. El Comercializador de energía eléctrica y el usuario podrán acordar cancelar el servicio por cuotas, siempre y cuando estas no excedan el periodo de facturación.

12. DETERMINACIÓN DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

Para calcular el costo base de comercialización se dividió el estudio en la determinación del costo de operación y en la determinación del costo administrativo. Para encontrar el costo de operación de la actividad de comercialización este estudio se basó en la división de las actividades y procesos, al igual que en los rendimientos presentados en el Estudio de USAENE sobre el cargo base de comercialización [1]. 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.

12.1. METODOLOGÍA

La metodología utilizada consistió en la aplicación de un modelo de empresa eficiente, estableciendo una empresa hipotética y determinando los parámetros eficientes de una empresa de las ZNI. Debido a la inexistencia de información, 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. Se identificaron los procesos y el rendimiento típico de cada uno de los procesos. 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.

Tabla 12-1 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 12-2 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, como lo muestra la siguiente figura, 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.

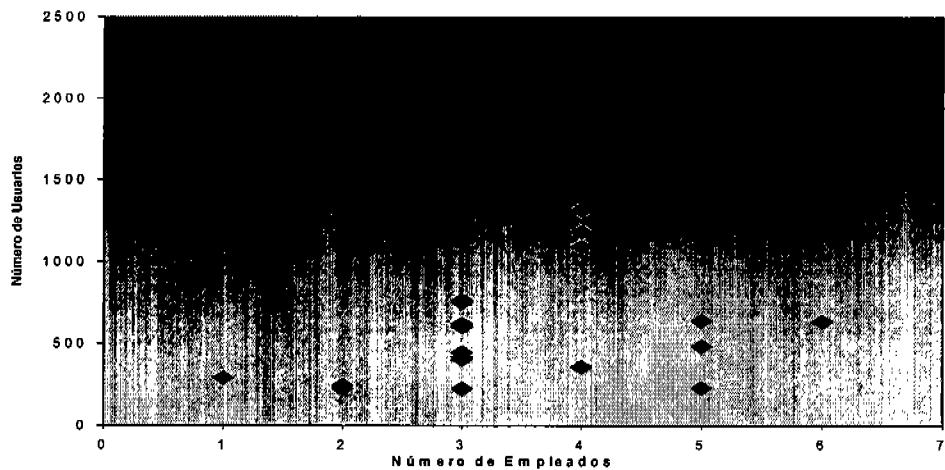


Figura 12-1 Organización Empresarial en las ZNI

A cada uno de los empleados utilizados, tanto administrativos como operativos se le asignaron salarios típicos de las Zonas No Interconectadas; es así como en el modelo se consideraron los siguientes salarios (en salarios mínimos legales vigentes):

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

12.2. RESULTADOS

Tomando en cuenta la información y la metodología descrita en el numeral anterior se procedió a aplicar la metodología en las 24 localidades. Basado en el número de actividades necesarias para cada una de las localidades en cada uno de los procesos definidos, se determina 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 llegó a la siguiente figura, en la cual se muestra un comportamiento exponencial cuando se grafica el costo por factura vs. el número de usuarios de cada localidad.

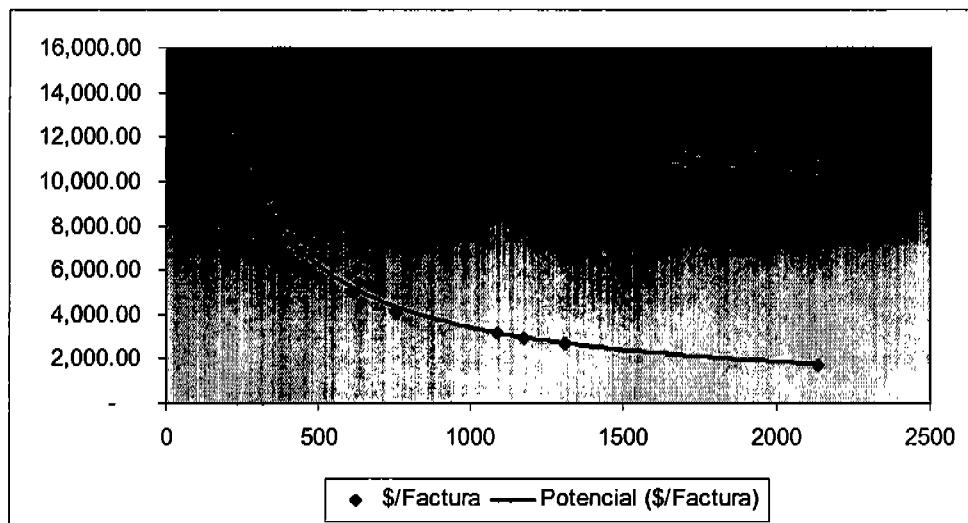


Figura 12-2 Costo por Factura 24 localidades ZNI,

Debido a la característica del negocio de la 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, de la cual no se puede seguir disminuyendo la planta porque se sacrifica en calidad del servicio, por lo tanto, las comunidades de alto costo deben buscar que éste se reduzca buscando hacer uso de las economías de escala propias de la actividad de comercialización en estas regiones.

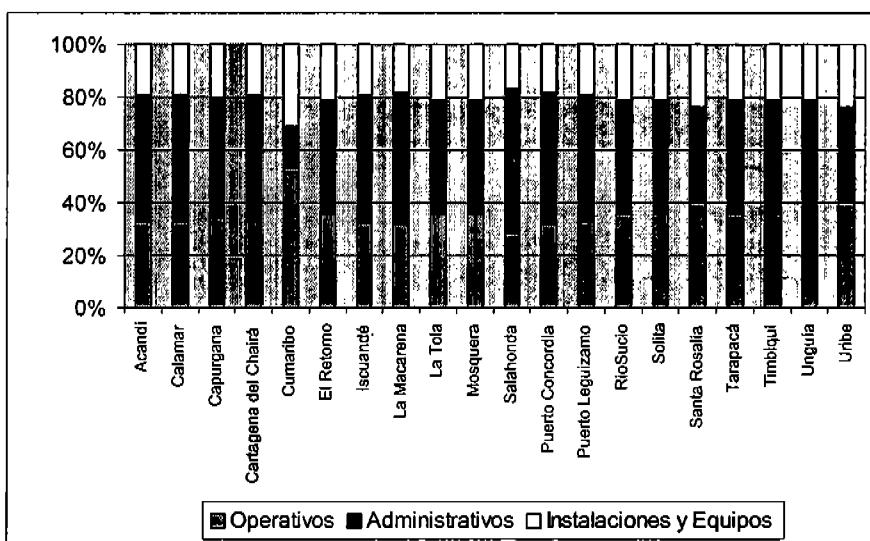


Figura 12-3 Participación Porcentual de los Diferentes Costos.

Las empresas que tienen un muy bajo número de usuarios se verán incentivadas a incrementar el número de usuarios atendidos en su mercado, de tal forma que se reduzcan los costos, y que se utilicen eficientemente los recursos destinados para esta actividad. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone un cargo fijo para reconocer el costo eficiente de comercialización el cual es de \$3500/Factura.

13. MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN

Debido a las características propias de la actividad de comercialización se reconoce un margen sobre la inversión, sin incluir el riesgo de cartera que corresponde al 1.67%, equivalente al margen de comercialización establecido en la Resolución CREG 11 de 2003.

14. APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DIFERENCIALES

Partiendo del costo base de comercialización definido anteriormente, y teniendo en cuenta la discriminación por costos realizada para cada uno de los principales procesos de la actividad de comercialización se plantea una disminución en los costos debido a la aplicación de uno o más de los esquemas definidos en el numeral 11.

La aplicación de estos esquemas debe representar una disminución en el costo de prestación del servicio, equivalente al costo de los procesos dejados de realizar dentro de la actividad de comercialización.

De esta forma se tendría la siguiente metodología para calcular el costo de prestación del servicio cuando se hace uso de esquemas diferenciales de prestación del servicio.

$$C_{ED} = C_{BASE} - \text{DELTA}$$

- C_{ED} : Costo con Esquemas Diferenciales.
- C_{BASE} : Costo base de Comercialización.
- **DELTA**: Reducción en el costo debido a la inclusión de uno o más esquemas diferenciales.

Para determinar la reducción en el costo de comercialización al aplicar los esquemas diferenciales es necesario saber cuál es el porcentaje de cada uno de los procesos dentro del costo total. Este porcentaje se mantiene para todas las localidades, independiente del tamaño de la población, teniendo en cuenta que los supuestos son generales.

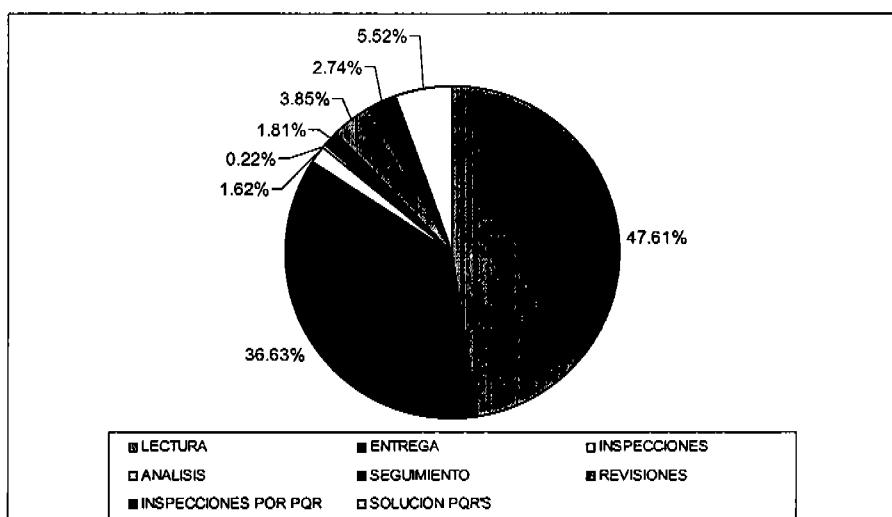


Figura 14-1 Participación Porcentual de los Procesos en el Costo.

Se identifican entonces los procesos que se evitan al aplicar cada uno de los esquemas diferenciales y se efectúa de nuevo el cálculo.

14.1. FACTURACIÓN CON BASE EN PROYECCIONES DE CONSUMO

Cuando se hace uso del esquema diferencial de Facturación con Base en Proyecciones de Consumo, el proceso que se deja de realizar es el de Lectura en los períodos de facturación estimados. Como se indica en la figura 14.1 este proceso equivale al 47,61% del total del costo base de comercialización, por lo tanto el nuevo cargo es: (Esta sería la fórmula aplicable en los meses en los cuales no exista lectura y haya facturación estimada).

$$CB_{PC} = CB_0 - \underbrace{47.61\% * C_{OP}}_{\text{Lectura}}$$

De acuerdo con lo expresado anteriormente, también se podría estimar la demanda con base en aforos de carga, por lo tanto en estos cargos habría que reconocer una cifra similar a la de lectura, en las oportunidades en las cuales se hagan los aforos mencionados. En la siguiente expresión C_{OP} se entiende como los costos operativos de la actividad de comercialización.

Dentro de este esquema se debe definir el periodo entre lecturas. Si suponemos que la lectura se hace cada seis meses, entonces asumimos que se va a cobrar el costo base de comercialización solamente dos veces al año, los meses restantes se cobrará el costo base restándole el equivalente a los costos operativos de lectura; si se define “m” como el número de meses en los que se hace facturación “completa”, la factura mensual de cada uno de los usuarios llegaría con el siguiente costo base:

$$F_{PC} = CB_0 + (m/12 - 1) * 47.61\% * C_{OP}$$

Si por ejemplo se desea leer cada seis meses, entonces el número de meses con facturación completa es $m = 2$, y la Factura mensual llegaría por un valor equivalente a:

$$CB_0 - (5/6) * 47.61\% C_{OP}$$

14.2. PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN

Cuando se hace uso del esquema diferencial de Periodos Flexibles de Facturación, se dejan de realizar diferentes procesos como son la lectura, las Inspecciones y el posterior análisis de factura, de la figura 14.1 se encuentra que el porcentaje de estos procesos equivale respectivamente al 47,61%, 16,62% y 0,22% del total del costo base de comercialización, por lo tanto el nuevo cargo es:

$$CB_{PF} = CB_0 - \underbrace{(47.61 + 1.62)\% C_F}_{\text{LECTURA INSPECCIONES}} - \underbrace{0.22\% * C_{GC}}_{\text{ANÁLISIS DE FACTURA}}$$

Al igual que para el anterior esquema, se debe definir el periodo entre facturaciones. Si

suponemos que la facturación se hace cada seis meses, entonces asumimos que se va a cobrar el costo base de comercialización solamente dos veces al año, los meses restantes cobrará el costo base de comercialización, restándole el costo equivalente a los procesos de facturación y recaudo mencionados; si se define “m” como el número de meses en los que se hace facturación, la factura mensual de cada uno de los usuarios llegaría con el siguiente costo base:

$$F_{PF} = CB_0 + (m/12 - 1) * ((47,61+1,62)\% * C_F + 0,22\% * C_{Gc})$$

Si por ejemplo se desea facturar cada seis meses, entonces el número de meses con facturación es m = 2, y la Factura mensual llegaría por un valor equivalente a:

$$CB_0 - (5/6)*49,45\% C_{OP}$$

14.3. PREPAGO DEL SERVICIO PÚBLICO

Al hacer uso de este esquema diferencial de prestación de servicio, el comercializador está dejando de ejecutar los procesos de facturación y gestión de cartera, pero en su lugar se introducen nuevos costos correspondientes a la plataforma prepago. Se debe continuar con todos los procesos de PQR, por lo tanto se debe reconocer ese costo.

Teniendo en mente esto, se encuentra que el Costo Base de Comercialización se reduce en un 91,6%. (Figura 14.1).

No obstante, se presentan incrementos en los costos, resultantes de la aplicación del esquema diferencial de prestación de servicio, como se describe a continuación:

- Se consideran \$121.500 / mes Software Punto de Venta.
- Se consideran \$81.500 / mes Licencia Punto de Venta.
- Se consideran \$92.260 / mes Tarjeta Punto de Venta.
- Punto de Venta Mínimo de 2000 Personas

14.4. RESULTADO DE LA APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DIFERENCIALES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Todos los esquemas diferenciales planteados en este documento resultan en una disminución de los costos de prestación del servicio, lo cual se refleja en la factura mensual de cada usuario. En la figura 14.2 se observa el uso de cada esquema diferencial para cada una de las 24 localidades estudiadas por DEPI Ltda.

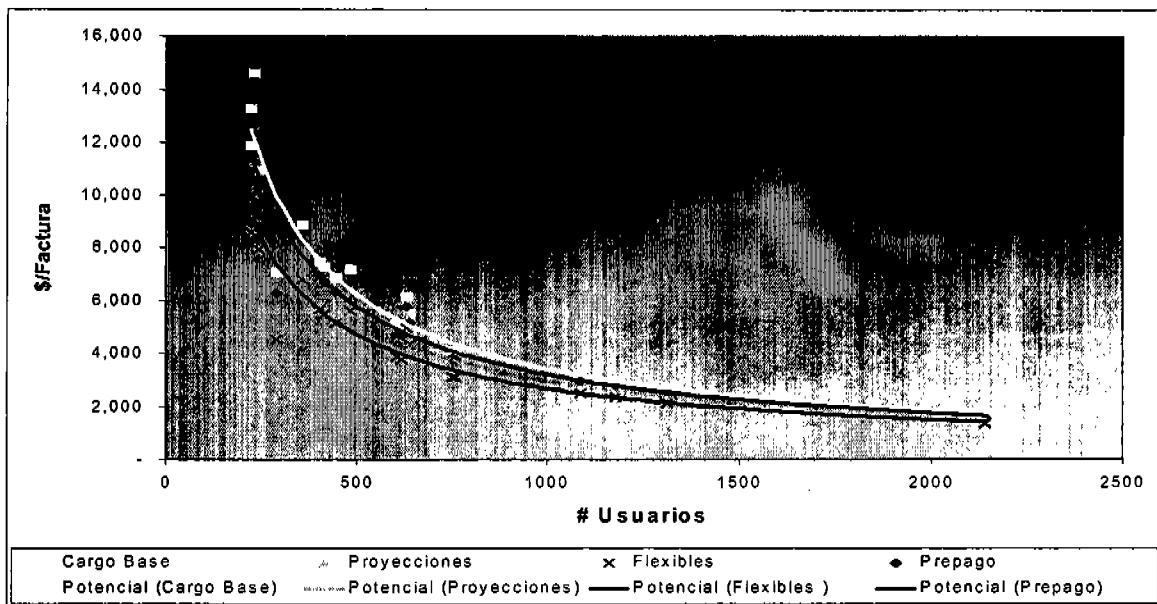


Figura 14-2 Reducción Costo Base de Comercialización debido a los Esquemas Diferenciales de Prestación del Servicio.

En la figura anterior se tomó un periodo de lectura y facturación de 6 meses, y en ella se observa que se mantienen las economías de escala, pero se reducen los costos base.

15. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Como resultado de la metodología expuesta en los capítulos anteriores, se encuentran los diferentes cargos de comercialización que cubren los costos de la actividad.

Tabla 15-1 Cargo de Comercialización. (\$/Mes)

	\$/FACTURA
CARGO BASE	\$ 3,500.00
PROYECCIONES DE CONSUMO	\$ 3,000.00
PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN	\$ 2,500.00
PREPAGO O PAGO ANTICIPADO	\$ 3,250.00

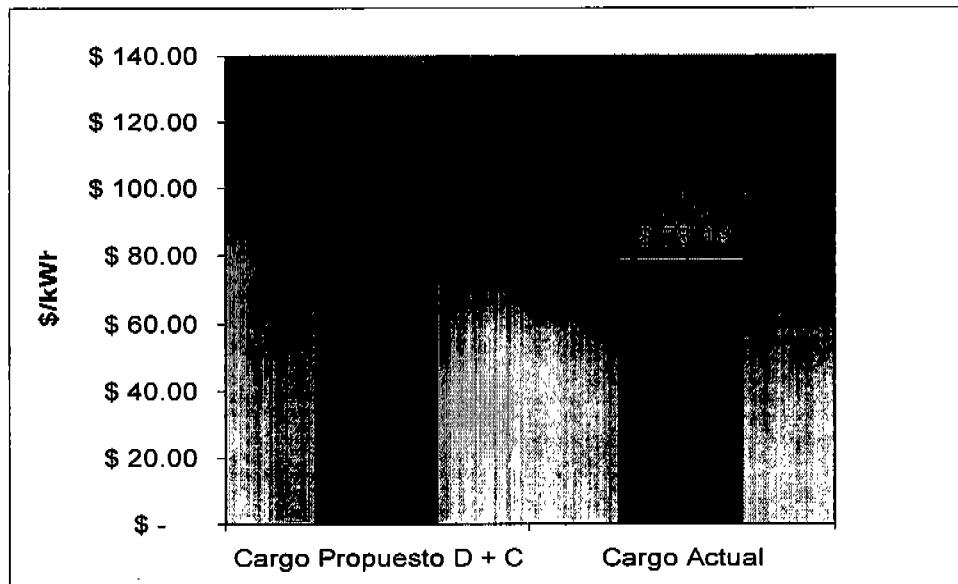


Figura 15-1 Comparación Cargo Propuesto con Cargo Actual.

Con respecto al cargo de comercialización promedio del SIN, el propuesto para las ZNI es superior en \$18.15, como se aprecia en la figura 15.2.

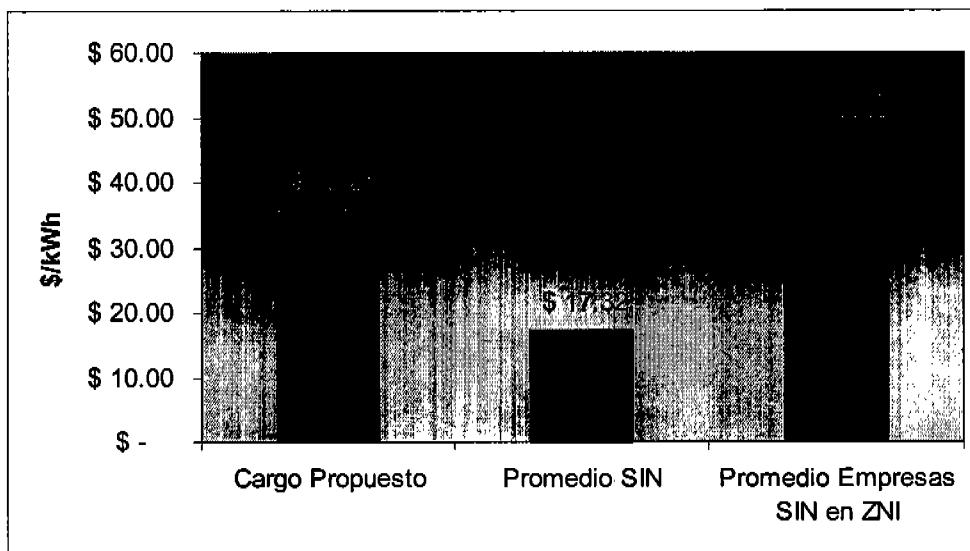


Figura 15-2 Comparación Cargo Propuesto con el Cargo del SIN y las nuevas empresas del SIN que eran parte de las ZNI.

PROPIUESTA DE FORMULA TARIFARIA PARA LAS ZNI

Después de realizado el análisis con respecto a los cargos propuestos para cada una de las actividades, se propone el uso de dos formulas 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 energía consumida.

16. FORMULA TARIFARIA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON SOLUCIONES DE GENERACIÓN COLECTIVA CON RED (COBRO POR ENERGÍA)

La formula tarifaria aplicable a los usuarios del servicio de energía eléctrica en las ZNI estará conformada por dos cargos:

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

Cargo Variable: $CV_m = G_{m,t,r} (\$/\text{kWh}) + D_{m,n} (\$/\text{kWh})$

En donde m es el mes de prestación del servicio.

Consiste en la suma algebraica de los diferentes cargos correspondientes a cada una de las actividades, Generación, Distribución y la adición del cargo fijo correspondiente al cargo de Comercialización.

16.1. CARGO DE GENERACIÓN

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

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

m: mes de servicio

t: tecnología utilizada (Diesel, PCH)

r: distancia desde el punto de abasto a la localidad. Si la tecnología utilizada es diferente a la Diesel, r = 0.

Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación para generadores con tecnología Diesel

$$G_m = \frac{(CI_0 + CA_0 + CM_0 + CT_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} + (CC_m + CL_m)}{1 - p}$$

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

CI_0 = Costo de Inversión aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.

CA_0 = Costo de Administración aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.

CM_0 = Costo de Mantenimiento aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.

- CT_0 = Costo MÁximo de Transporte obtenido de la matriz origen destino aprobada por resolución de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.
- CC_m = Costo de Combustible correspondiente al mes m de prestación del servicio. Actualizado mensualmente mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía. A este costo se le debe sumar el valor equivalente al costo de almacenamiento reconocido por galón equivalente a $Calmacenamiento_0$ = \$78.61/Galón. Este valor será actualizado por medio de la siguiente formula:

$$Calmacenamiento_m = (Calmacenamiento_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- CL_m = Costo de Lubricante correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para el mes ($m-1$).
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la Fecha Base del cargo de Generación.
- p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas en cada año, conforme al ANEXO 2.

Tabla 16-1 Costo de Inversión y de Mantenimiento de las Plantas Diesel según su capacidad

kW nominal	Inversión (24 hr) \$/kWh	Inversión (12 hr) \$/kWh	Mantto. \$/kWh	kW nominal	Inversión (24 hr) \$/kWh	Inversión (12 hr) \$/kWh	Mantto. \$/kWh
4	1.241,57	1.263,41	287,20	200	94,42	97,76	29,24
7	753,65	767,97	179,03	250	80,48	83,36	25,06
11	530,21	541,43	131,02	300	77,38	80,21	24,37
15	413,56	422,83	104,44	350	76,93	79,80	24,47
20	362,75	371,89	96,08	400	88,96	92,38	28,72
25	297,62	305,25	79,37	500	99,62	103,54	32,58
30	258,33	265,11	69,62	600	92,30	95,95	30,29
35	224,96	230,92	60,87	700	90,60	94,21	29,84
40	198,38	203,67	53,78	800	94,74	98,55	31,33
50	173,55	178,40	48,04	900	103,45	107,64	34,35
55	163,40	168,04	45,57	1000	106,72	111,06	35,51
75	132,20	136,12	37,60	1200	102,33	106,51	34,12
115	121,18	125,19	36,33	1500	120,63	125,59	40,38
150	113,52	117,46	34,81	2000	109,03	113,52	36,55

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

$$G_m = \frac{G_0}{1-p} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.
 G_0 = Cargo Máximo de Generación aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.
 IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para el mes ($m-1$).
 IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la fecha base del cargo por generación G_0 .
 p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas en cada año, conforme al ANEXO 2.

	RANGO KW		
	Mínimo	Máximo	\$/kWh
Nano Turbinas	0,1	1	\$ 415,23
Micro Turbinas	1	100	\$ 392,27
Mini Centrales	100	1000	\$ 300,41
Pequeñas Centrales	1000	10000	\$ 185,58

Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación para Sistemas Solares Fotovoltaicos.

$$G_m = \frac{G_0}{1-p} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.
 G_0 = Cargo Máximo de Generación aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.
 IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para el mes ($m-1$).
 IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la fecha base del cargo por generación G_0 .
 p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas en cada año, conforme al ANEXO 2.

	RANGO kW		\$/kWh
	Mínimo	Máximo	
Individual DC	0,05	0,1	\$ 3.240,79
Individual AC	0,075	0,5	\$ 3.111,16
Centralizado Aislado	0,3	10	\$ 2.186,50

16.2. CARGO DE DISTRIBUCIÓN

El cargo de distribución depende del nivel de tensión:

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

m: mes de prestación del servicio.

n: nivel de tensión.

Nivel de Tensión	Componente de Inversión	Componente de AOM	Total
n = 1	\$ 89,40/kWh	\$ 3,07/kWh	\$ 92,47/kWh.
n = 2	\$ 20,72/kWh	\$ 0,76/kWh	\$ 21,48/kWh.

El cargo de distribución se actualiza por medio de la siguiente formula:

$$D_m = D_0 * (1 - X_D)^{nm} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

donde,

- D_m = Cargo Máximo de Distribución correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- D_0 = Cargo Máximo de Distribución aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para el mes (m-1).
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la fecha base del cargo por distribución D_0 .
- X_D = Factor de productividad mensual de la actividad de Distribución equivalente a 0.00035. Dicho factor aplicará a partir de la entrada en vigencia de la resolución que establece el Cargo Promedio de Distribución para cada mercado.
- nm = Número de meses transcurrido desde la entrada en vigencia de la resolución que establece el Cargo Promedio de Distribución para cada mercado hasta el mes m.

16.3. CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

El cargo de comercialización es el siguiente:

C m,e(\$/Factura)

m: Mes de prestación del Servicio

e = Tipo de esquema Diferencial de comercialización utilizado:

- Proyección de Consumo.
- Periodos Flexibles de Facturación
- Prepago Individual

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

$$C_m = C_0 * (1 - X_C)^{nm} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

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 aprobado por la CREG para cada mercado, expresado en pesos por factura, a precios de la fecha base.

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

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE para la fecha base del cargo por Comercialización C_0 .

X_C = Factor de productividad mensual de la actividad de Comercialización equivalente a 0.00035. Dicho factor aplicará a partir de la entrada en vigencia de la resolución que establece el Cargo Promedio de Distribución para cada mercado.

nm = Número de meses transcurridos desde la entrada en vigencia de la Resolución que establece el Cargo de Comercialización para cada mercado, hasta el mes m.

	\$/FACTURA
CARGO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	3,500
PROYECCIONES DE CONSUMO	3,000
PERIODOS FLEXIBLES DE FACTURACIÓN	2,500
PREPAGO O PAGO ANTICIPADO	3,250

16.4. RESULTADOS

A manera de ejemplo, y asumiendo generación 24 horas diarias con tecnología DIESEL en la localidad de El Rosario en Nariño, se harán los cálculos del costo de prestación del servicio, para compararlo con los costos aprobados para el SIN (Promedio) y el previamente aprobado para las ZNI.

Se inicia el cálculo por el cargo de generación, con una planta Diesel de 115 kW, lo cual

equivale según la Tabla 16-1 a 121,18 \$/kWh. Una vez definido el costo de inversión, se calcula el costo de combustible y lubricante, teniendo en cuenta el costo de transporte que para esta localidad fue calculado en el ejemplo del capítulo 5.1.1.1 y es de 229,74 \$/kWh. El costo de Administración es de 22,97 \$/kWh equivalente al 10% del costo de combustible y lubricante. El costo de mantenimiento se presenta en la Tabla 16-1 y equivale a 36,33 \$/kWh. El total del cargo de generación sería entonces 410,22 \$/kWh.

Teniendo en cuenta que El Rosario tiene sistema de distribución de niveles de tensión 1 y 2 se tiene un cargo de distribución equivalente a 92,47 \$/kWh (Nivel 1) + 21,48\$/kWh (Nivel 2) = 113,95 \$/kWh como se calculó en el capítulo 9.

Suponiendo que no se utilizan esquemas diferenciales de prestación del servicio, el cargo de comercialización equivalente variabilizado (para poder comparar) equivale a 35,47 \$/kWh. Sumando los tres cargos se tiene un costo de prestación del servicio de 559,64 \$/kWh.

17. 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:

$$CPS_m(\$/W) = G_{m,t}(\$/W) + GC_m(\$/Factura)$$

En donde

- $G_{m,t}$ = Cargo Máximo por Capacidad Disponible (\$/W)*W = Cargo de Generación en el mes m.
 GC_m = Cargo de Gestión Comercial del Generador.
t = Tecnología Solar o Nano Centrales Hidroeléctricas.
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.

17.1. CARGO DE GENERACIÓN

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

$$G_m (\$/Factura, W)$$

TECNOLOGIA	SISTEMA	\$ / W-mes
Hidroeléctrica	NANO TURBINAS	108,57
pequeña escala	MICRO TURBINAS	98,03
Solar	INDIVIDUAL DC	493,05
Fotovoltaica	INDIVIDUAL AC	473,34

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

$$G_m = G_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

donde,

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

G_0 = Cargo Máximo de Generación aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.

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

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la fecha base del cargo por Generación G_0 .

17.2. 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 formula:

$$GC_m = GC_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

donde,

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

GC_0 = Cargo Máximo de Gestión Comercial aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.

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

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República 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, este cargo 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.

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:

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

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

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

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

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

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

Donde:

t:	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 _m :	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:

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Periodo	Valores
Kd	Costo de la Deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Promedio de los últimos 24 meses	10.40%
Kd*(1-t)	Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos				6.76%
Wd	Peso ponderado de la deuda	Optimo			40.00%
rf	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del tesoro a 20 años	US Federal Reserve	Promedio de los últimos 24 meses	6.07%
π_m	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	Promedio 1926-2000	7.80%
π_{rt}	Prima Riesgo tecnológico		Calculo CREG		3.50%
π_{rp}	Prima Riesgo País	Spreads Deuda Bonos Global 04, 06,09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Promedio de los últimos 24 meses	6.19%
β_u	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibbotson SIC 491		
β	Beta apalancado				0.5%
Ke	Costo de capital propio o equity				19.66%
We	Peso ponderado del capital propio				60.00%
t	Tasa nominal de impuestos		Ley colombiana		35.00%
i	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey		2.60%
Wacc(di)	Tasa Wacc nominal después de impuestos				14.50%
Wacc(ai)	Tasa Wacc nominal antes de impuestos				22.31%
tr	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos				19.21%

Como resultado del cálculo se tiene una Tasa de Retorno de 19.21% en términos reales antes de impuestos.

ANEXO 2

FRACCION RECONOCIDA PARA CUBRIR PÉRDIDAS

Es un valor que representa la fracción (o porcentaje expresado en forma de fracción) del costo de prestación del servicio en la fórmula por kWh facturado, imputable a la generación, asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n . Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial P_0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión n , el cual se reduce anualmente en forma escalonada hasta un valor final P_f de acuerdo con la ecuación (lineal en a que varía en forma discreta),

$$P_{n,a} = P_{n,0} \left(1 - a \frac{P_{n,0} - P_{n,f}}{4P_{n,0}} \right)$$

donde a es el número de años transcurridos desde el inicio de aplicación de la fórmula ($a = 0, 1, 2, 3, 4$).

Estos niveles de pérdidas reconocidos son los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, y sus valores se fijan como $P_{1,0} = 0.10$ (desagregados en 0.05 de pérdidas técnicas y 0.05 en pérdidas no técnicas) y $P_{1,f} = 0.05$ como meta para el final del primer período regulatorio de fijación de la fórmula tarifaria.