

## INFORME DE GESTIÓN

**SOCIEDAD ANÓNIMA ENERGÍA PARA EL AMAZONAS S.A.  
E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA**

**Bogotá D.C., agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**  
**SOCIEDAD ANÓNIMA ENERGÍA PARA EL AMAZONAS S.A. E.S.P.**  
**2012**

## **1 Introducción**

Para el año 2011, la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia cubría 11.722.128 de usuarios; de los cuales 11.229.000 contaban con servicio de energía eléctrica (equivalentes al 95,8%). Es importante resaltar que el 4,2% de la población colombiana, aun no tiene acceso al servicio de energía eléctrica, lo que equivale a 493.128 usuarios ubicados en las Zonas No Interconectadas.

De este 95,8% de usuarios con servicio de energía, el 94,3% de los mismos (11.048.335) se encuentran conectados al SIN. El 1,5 de los usuarios (180.665) actualmente reciben el servicio de energía eléctrica sin hacer parte del SIN, esto de acuerdo a sus características propias de aislamiento geográfico y de restricciones ambientales, sociales y de infraestructura (transporte y comunicación). (Fuente UPME PIEC 2010-2014).

De esta forma, se define como Zona No Interconectada -ZNI- a las áreas geográficas que no se encuentran conectadas eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN), razón por la cual reciben el servicio de energía eléctrica a través de soluciones locales de generación, las cuales en su gran mayoría constan de plantas de generación que operan con combustibles fósiles líquidos.

Cabe resaltar que dentro de las ZNI existen **Áreas de Servicio Exclusivo-ASE**, las cuales son áreas geográficas otorgadas contractualmente por los municipios y distritos a una persona prestadora del servicio público de energía, mediante licitación pública, en la cual ninguna otra persona prestadora puede ofrecer los servicios y actividades objeto del contrato, durante un tiempo determinado, y cuya finalidad es asegurar la extensión de la cobertura del servicio a los usuarios de menores ingresos.

Estas están constituidas de acuerdo a los parámetros establecidos por el ente regulador, tal es el caso de los Departamentos de Amazonas y San Andrés y Providencia, cuya prestación del servicio está formalizada por los contratos de Concesión, suscritos entre los prestadores de estas regiones y el Ministerio de Minas y Energía. (Se anexa el contrato de Concesión pertinente).

En Colombia los territorios pertenecientes a las ZNI constituyen importantes escenarios con alto potencial de aporte al crecimiento de las economías regionales y de la economía nacional. Por lo anterior, es necesario brindar acceso a los servicios públicos domiciliarios, específicamente a la energía eléctrica, dada su importancia en el desarrollo socio-económico de las regiones.

### **Descripción de la Prestación del Servicio**

#### **1.1 Datos Generales**

La prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Amazonas está a cargo de la empresa Sociedad Anónima de Energía para el Amazonas S.A. E.S.P., quien firmó con el Ministerio de Minas y Energía un contrato de concesión con exclusividad para

la prestación del servicio de energía eléctrica en el área de Amazonas (40 localidades) por **20 años contados a partir de marzo del 2010**.

### 1.2 Características de la empresa

A continuación se relacionan las generalidades de la empresa ENAM SA E.S.P., de acuerdo a la información existente en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos –RUPS.

*Tabla 2.1. Datos Generales de ENAM SA ESP*

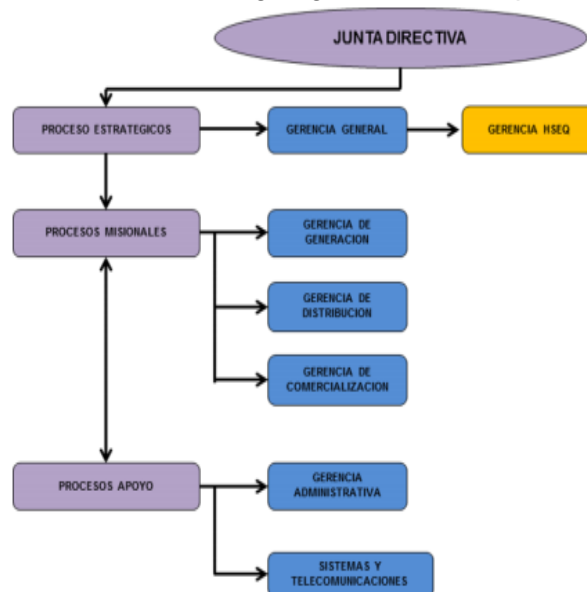
Datos Generales de la Empresa	
<b>Razón Social</b>	Sociedad Anónima Energía Para El Amazonas S.A. E.S.P.
<b>Sigla</b>	ENAM
<b>Tipo de Sociedad</b>	Sociedad Anónima
<b>Municipio</b>	Leticia
<b>Departamento</b>	Amazonas
<b>Fecha de registro en RUPS</b>	29/06/2010
<b>Fecha última Actualización RUPS</b>	27/06/2012
<b>Fecha de Inicio de Operación</b>	01/09/2010
<b>Servicios Prestados</b>	Energía Eléctrica
<b>Actividad que Desarrolla</b>	Generación, Comercialización Y Distribución
<b>Gerente</b>	Nelson Ríos Villamizar
<b>Auditor Externo</b>	Auditorías Integrales Del Amazonas S.A.S.

*Fuente: Sistema Único de Información – SUI*

### 1.3 Organigrama

A continuación se presenta el diagrama organizacional de la empresa, según el informe entregado por el Auditor Externo de Gestión de Resultados.

*Gráfico 2.1. Organigrama de la Empresa*



*Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados*

## 1.4 Propiedad de la Empresa

En la tabla expuesta a continuación se relaciona el porcentaje de participación de los propietarios de la empresa ENAM SA ESP.

*Tabla 2.2. Porcentaje de Participación Sobre la Propiedad de la Empresa*

Nombre del Propietario	% de Participación
Disico S.A.	30%
Jaime Herran Mesa	0.09%
Jaime Herran Mesa Consultoría Ltda	14.91%
Proyectos de Ingeniería S.A. Proing S.A.	30%
Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería Ltda Depi Ltda	15%
Unión de Trabajadores de la Industria Energética	10%

*Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados*

## 1.5 Naturaleza jurídica

La empresa Sociedad Anónima Energía para el Amazonas S.A. E.S.P, es una empresa de Servicios Públicos Domiciliarios domiciliada en la ciudad de Leticia-Amazonas, identificada con el Nit: 900.339.174-4, constituida mediante escritura pública No 73 del 9 de febrero de 2010 de la notaría única de Leticia, inscrita en el RUPS en las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

ENAM SA ESP, comenzó operaciones el 1 de septiembre de 2010. Energía para el Amazonas S.A. E.S.P., firmó con el Ministerio de Minas y Energía contrato de concesión con exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área de Amazonas por 20 años.

## 2 ASPECTOS FINANCIEROS

### 2.1 Balance General

A continuación se muestra el Balance General de ENAM S.A E.S.P para los periodos 2011 y 2012:

Los Activos Totales presentan una disminución del 14,82% en el último año, correspondiente a \$5.143 Millones de pesos menos en sus activos para el año 2012, esto se ve reflejados en el Activo Corriente ya que pasaron de \$15.000 Millones a \$14.000 Millones en los años 2011 y 2012 respectivamente equivalentes a una disminución del 8,3% y en los Deudores correspondiente a la Cartera objeto de la Prestación de los Servicios Públicos de Energía.

En cuanto a los Pasivos presenta una variación de menos 43,8% equivalentes a \$14.000 Millones lo que significa que han logrado cancelar en el año 2012 una gran parte de los Pasivos adquiridos por el operador, pasando de \$24.324 a \$13.658 Millones, que corresponden Cuentas Por Pagar de bienes y servicios adquiridos por el ente en el año

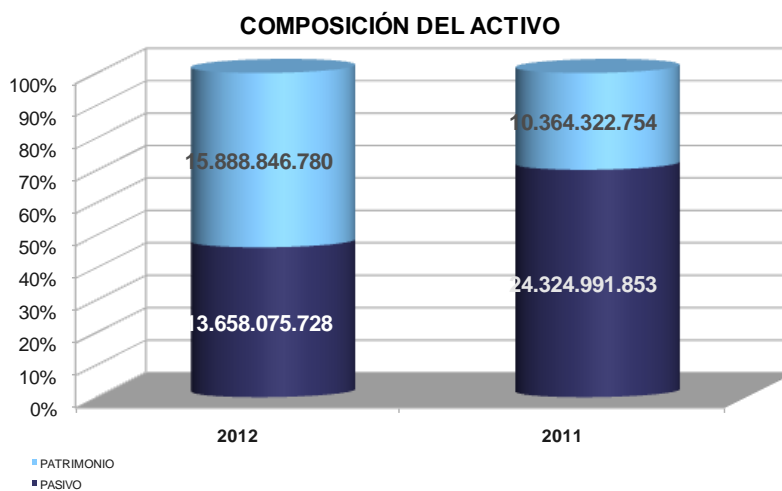
anterior.

*Tabla 2.1. Balance General*

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	<b>\$29.546.922.508</b>	<b>\$34.689.314.607</b>	<b>-14,82%</b>
Activo Corriente	\$14.552.517.917	\$15.883.479.504	-8,38%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$13.050.390.352	\$15.170.137.909	-13,97%
Inversiones	\$0	\$0	0,00%
<b>Pasivo</b>	<b>\$13.658.075.728</b>	<b>\$24.324.991.853</b>	<b>-43,85%</b>
Pasivo Corriente	\$8.506.271.283	\$10.632.262.190	-20,00%
Obligaciones Financieras	\$7.083.883.089	\$0	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$15.888.846.780</b>	<b>\$10.364.322.754</b>	<b>53,30%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$15.000.000.000	\$9.000.000.000	66,67%

*Fuente: Sistema Único de Información – SUI*

En cuanto al Patrimonio Se ve reflejada un aumento del 53% equivalente a \$5.000 Millones de Pesos, ya que pasaron de \$10.364 Millones a \$15.888 Millones.



*Fuente: Sistema Único de Información – SUI*

## 2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales presentaron una disminución de \$3.288 Millones, equivalentes al -9,6% pasando de \$33.998 a \$30.709 Millones en los año 2011 al 2012 respectivamente, estos ingresos corresponden a la venta del Servicio de Energía que Presta el Operador.

En el siguiente cuadro se expone el Estado de Resultados para los periodos 2011 y 2012:

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$30.709.362.593	\$33.998.119.428	-9,67%
COSTOS OPERACIONALES	\$27.145.550.714	\$27.720.800.962	-2,08%
GASTOS OPERACIONALES	\$3.155.655.101	\$3.928.228.413	-19,67%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$408.156.778	\$2.349.090.053	-82,62%
OTROS INGRESOS	\$880.350.666	\$462.118.998	0,00%
OTROS GASTOS	\$1.245.435.956	\$1.460.908.745	-14,75%
GASTO DE INTERESES	\$1.115.489.679	\$1.382.285.624	-19,30%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$43.071.488	\$1.350.300.306	-96,81%

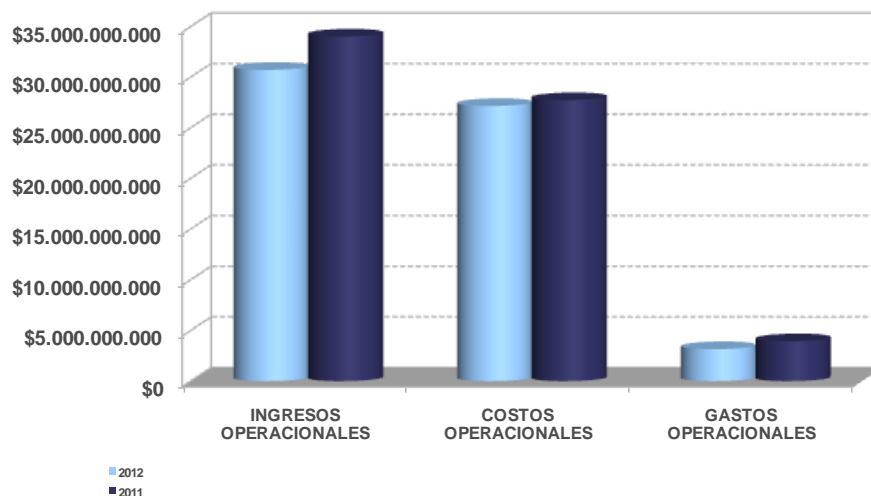
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Por otro lado los Costos Operacionales pasaron de \$27.720 Millones en el 2011 a \$27.145 Millones en el 2012, presentando una leve variación de 2,08%, esta variación corresponde al Costo de Venta de operación del Servicio.

Dentro de los Gastos Operacionales se registrara una importante disminución equivalente al 19,67% ya que pasaron de \$3.928 Millones en el 2011 a \$3.155 Millones para el 2012.

Se registró utilidades netas por \$408 Millones mucho menor a la registrada en el año 2011 que fueron de \$2.349 Millones equivalentes al 82%, este comportamiento es parte producto de la disminución significativa de los ingresos operacionales.

#### FLUJO OPERATIVO



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

### 2.3 Indicadores Financieros

Para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año, se muestran a continuación algunos indicadores y su comportamiento presentados en el 2011 y 2012.

INDICADORES	2012	2011
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,7	1,5
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	80,5	83,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	10,5	1,0
Activo Corriente Sobre Activo Total	49,25%	45,79%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	46,2%	70,1%
Patrimonio Sobre Activo	53,8%	29,9%
Cobertura de Intereses – Veces	1,7	2,7

*Fuente: Sistema Único de Información – SUI*

## Liquidez

Dentro de los indicadores de liquidez se encontró una razón corriente de 1,7 veces en el último año, lo que indica una liquidez suficiente para cubrir las obligaciones adquiridas a corto plazo, ya que por cada peso adeudado cuenta con \$2,7 para cubrirlos implicando un cubrimiento suficiente de los activos corrientes sobre los pasivos corriente.

## Endeudamiento

La empresa presenta un nivel de endeudamiento de 46%, significa que los Activos adquiridos por la empresa en un 46% han sido producto de Financiación, y refleja además que la empresa cuenta con una capacidad de préstamo y capital propio mayor a la registrada en el año 2011 del 70%, y puede cubrir eventualmente inconvenientes que se puedan ocasionar en el desarrollo de su objeto Social.

## Rentabilidad

El margen operacional fue de 6,7% Menor al registrado en el año 2012 que fue de 11,3%, esto se refleja producto de la disminución significativa en las utilidades Operacionales, así mismo la rentabilidad del patrimonio disminuyó ya que paso de 46,9% del 2011 al 14% para el año 2012.

## 3 Aspectos Técnicos

### 3.1 Descripción de la Infraestructura de Distribución

El sistema de distribución tiene asociados transformadores de propiedad de la empresa Sociedad Anónima Energía para el Amazonas - ENAM S.A. E.S.P., y de propiedad de particulares. La cantidad de transformadores por circuito, según el informe del auditor, se relaciona en la tabla 3.

*Tabla 3.1. Transformadores de Distribución*

CIRCUITO	# DE TRANSFORMADORES		TOTALES
	ENAM	PARTICULARES	
LINEA 1	3	18	21
LINEA 2	24	10	34
LINEA 3	25	24	49
LINEA 4	12	42	54
LINEA 5	57	49	106
LINEA 6	6	2	8
TOTALES	127	145	272

*Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados*

El sistema de distribución del municipio de Leticia cuenta con un total de **6 circuitos, 272 transformadores, de los cuales 127 son de propiedad de la empresa y 145 son de propiedad de particulares.**

### 3.2 Descripción de la Infraestructura del Parque Generador

1. **Planta marca Wartsila 6.960 kW:** Operativa de propiedad de ENAM, presta el servicio las 24 horas del día.
2. **GMT 2:** Capacidad Nominal del grupo 1 de potencia 2.000 kW y grupo tres 3.000 kW, Grupo 2, inactiva. Propiedad: Ministerio de Minas y Energía. pueden operar las 24 horas del día.
3. **MAN 3.300 kW:** Estado operativa. Propiedad: Ministerio de Minas y Energía, pueden operar las 24 horas del día.
4. **Plantas Cummins 1.400 kW:** Dos unidades en estado operativas, son plantas de emergencia y ayudan a suplir la carga de las horas pico.



*Cuarto de máquinas central de generación ENAM*

En el momento de la visita, estaba operativa la planta Wartsila, con apoyo de una de las Cummins, ya que la ciudad de Leticia tiene una demanda promedio de 6000 kW y en hora pico 7.400 kW aproximadamente.

Según fue informado por la ENAM, Leticia se encuentra interconectada con una población de Perú llamada Santa Rosa, a la cual le vende energía.





Centro de monitoreo y control ENAM

El estado general del parque de generación es bueno, al momento de la visita una de las plantas existentes en Leticia estaba en mantenimiento. En cuanto al monitoreo y control, se cuenta con un moderno sistema, el cual cuenta con personal las 24 horas del día, no solo en el área de control sino también en el área de máquinas, y de servicios generales.

### 3.3 Capacidad instalada

A continuación se relaciona la capacidad instalada, en cuanto al parque de transformadores de distribución, según la información entregada por el AEGR.

*Tabla 3.2. Capacidad Instalada de Transformadores (kVA)*

CIRCUITO	# TRANSFORMADORES	CAPACIDAD INSTALADA		TOTAL
		ENAM	PARTICULARES	
LINEA 1	21	95,0	2.517,5	2.612,5
LINEA 2	34	1.890,0	902,5	2.792,5
LINEA 3	49	1.960,0	1.425,0	3.385,0
LINEA 4	54	1.245,0	3.077,5	4.322,5
LINEA 5	106	1.857,5	3.977,5	5.835,0
LINEA 6	8	532,5	105,0	637,5
TOTALES	272	7.580,0	12.005,0	19.585,0

*Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados*

### 3.4 Mantenimientos en el Sistema de Distribución

Según el informe del Auditor, ENAM S.A. E.S.P., durante el año 2012 realizó 1020 actividades de mantenimientos, de los cuales 492 correspondieron a actividades de mantenimientos correctivo, 30 a actividades de mantenimiento predictivo y 497 a actividades de mantenimiento preventivo, como se ilustra en el siguiente cuadro.

*Tabla 3.3. Mantenimientos Efectuados en el Año 2012*

TIPOS DE MANTENIMIENTOS		PARTICIPACION
MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS	493	48%
MANTENIMIENTOS PREDICTIVOS	30	3%
MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS	497	49%
<b>TOTAL</b>	<b>1020</b>	

*Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados*

De igual manera el AEGR distribuyó las actividades de mantenimientos por circuitos y determinó que el circuito que tuvo más actividades de mantenimiento fue el No 5 con 556 actividades, esto con ocasión a que éste circuito es el más extenso, alimenta a todo el sector rural y a las 4 comunidades interconectadas que se encuentran sobre la margen del río Amazonas.

*Tabla 3.4. Número de Mantenimientos Efectuados en Circuitos en 2012*

MANTENIMIENTOS POR CIRCUITOS													TOTAL GENERAL	
ACTIVIDAD	CIRCUITO	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
1 MANTENIMIENTOS	L1	3	1	1	1					3	17	9		35
	L2	12	10	9	7	8	14	9	9	15	9	9	12	123
	L3	15	10	5	8	3	19	12	15	22	10	9	13	141
	L4		6	14	5	5	13	13	9	7	14	8	25	119
	L5	20	27	21	12	21	39	14	52	85	108	103	54	556
	L6	9	10	5	2	1	1		4	2	8	4		46
<b>TOTAL MANTENIMIENTOS</b>		<b>59</b>	<b>64</b>	<b>55</b>	<b>35</b>	<b>38</b>	<b>86</b>	<b>48</b>	<b>89</b>	<b>134</b>	<b>166</b>	<b>142</b>	<b>104</b>	<b>1020</b>

*Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados*

### 3.5 Calidad del Servicio

La calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en el municipio de Leticia, están reflejadas por los niveles de interrupciones del servicio de energía dados en términos de duración y la frecuencia de la cantidad de las interrupciones que se presentan en el sistema de distribución.

Así las cosas, según el informe del AEGR, en el año 2012, los circuitos estuvieron por fuera del servicio 168 horas, siendo la línea 5 la que estuvo más tiempo por fuera de servicio con 36:15:38 horas, seguido por la línea 4 con 33:13:45 horas. Del total de las horas que los circuitos estuvieron por fuera del servicio, 64 horas corresponden a eventos de mantenimientos programados del sistema de distribución; 103 horas corresponden a eventos no programados, incluyendo los eventos por fuerza mayor y caso fortuito.

Es de destacar que junio fue el mes donde estuvieron mayor tiempo por fuera del servicio los circuitos con 37 horas.

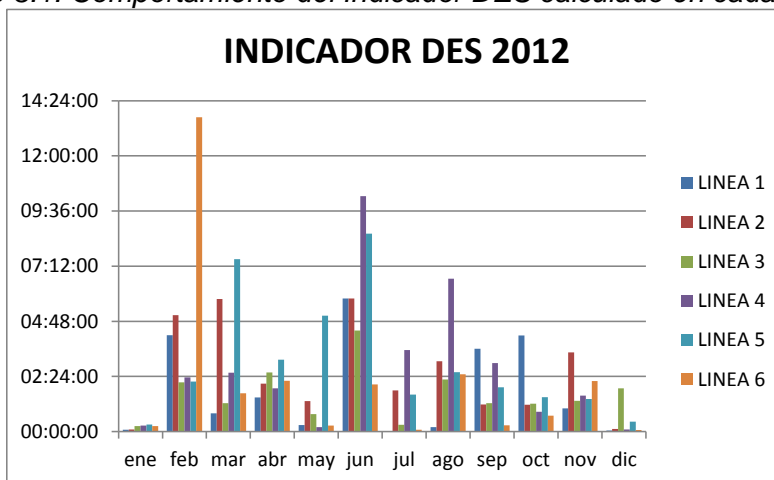
La duración de las salidas de los circuitos en el año 2012 ha presentado una disminución bastante considerable con respecto al año 2011. Este hecho fue ocasionado principalmente por las inversiones que realizó la empresa en el año 2011 en la ejecución de los proyectos de reconfiguración, protecciones, remodelación y ampliación de red para Leticia zona Urbana y Rural.

Tabla 3.5. Discontinuidad en el Servicio (h:min:seg)

INDICADOR DES 2012							
FECHA	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	LINEA 6	TOTAL
ene	00:04:48	00:05:42	00:14:12	00:15:43	00:18:35	00:14:34	01:13:34
feb	04:12:02	05:04:21	02:08:23	02:21:29	02:10:42	13:40:53	29:37:50
mar	00:47:39	05:46:10	01:13:58	02:33:32	07:30:36	01:40:11	19:32:06
abr	01:29:25	02:05:33	02:34:39	01:53:11	03:07:45	02:12:35	13:23:08
may	00:17:03	01:19:54	00:45:53	00:11:47	05:03:01	00:15:55	07:53:33
jun	05:47:48	05:47:30	04:24:08	10:15:06	08:37:14	02:02:58	36:54:44
jul	00:01:48	01:47:47	00:17:54	03:32:45	01:37:00	00:05:11	07:22:25
ago	00:11:27	03:03:53	02:15:56	06:39:37	02:34:54	02:29:43	17:15:30
sep	03:36:29	01:11:07	01:14:32	02:59:02	01:55:36	00:16:25	11:13:11
oct	04:11:25	01:09:54	01:12:48	00:51:59	01:29:35	00:41:54	09:37:35
nov	01:00:38	03:26:54	01:20:07	01:34:04	01:24:53	02:12:11	10:58:47
dic	00:02:58	00:06:46	01:53:08	00:05:30	00:25:47	00:03:57	02:38:06
<b>TOTAL</b>	<b>21:43:30</b>	<b>30:55:31</b>	<b>19:35:38</b>	<b>33:13:45</b>	<b>36:15:38</b>	<b>25:56:27</b>	<b>167:40:29</b>

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Gráfico 3.1. Comportamiento del Indicador DES calculado en cada Circuito



Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

En el anexo 5 del contrato de concesión se estableció una meta de duración de interrupciones de 76 horas al año por línea. Así las cosas se evidencia, según la información del AEGR, que la empresa está cumpliendo con esta meta toda vez que la línea que más tiempo estuvo por fuera del servicio fue la línea 5 con 36 horas.

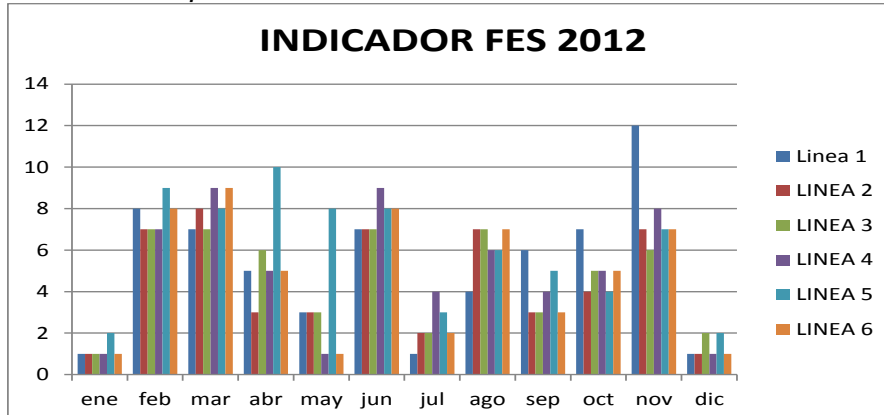
Ahora bien, el Indicador DES mide la confiabilidad del sistema de distribución local y hace referencia a la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito. Al respecto el Auditor informó que durante el año 2012, el sistema de distribución presentó 360 interrupciones en la prestación del servicio, de las cuales 23 corresponden a los eventos programados y 337 a eventos no programados incluyendo eventos de fuerza mayor. Los circuitos que más interrupciones presentaron fueron el circuito 5 con 72 interrupciones, seguido del circuito 1 con 62 eventos.

Tabla 3.6. Indicador de Frecuencia de Interrupciones Calculados

INDICADOR FES							
FECHA	Linea 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	LINEA 6	TOTAL
ene	1	1	1	1	2	1	7
feb	8	7	7	7	9	8	46
mar	7	8	7	9	8	9	48
abr	5	3	6	5	10	5	34
may	3	3	3	1	8	1	19
jun	7	7	7	9	8	8	46
jul	1	2	2	4	3	2	14
ago	4	7	7	6	6	7	37
sep	6	3	3	4	5	3	24
oct	7	4	5	5	4	5	30
nov	12	7	6	8	7	7	47
dic	1	1	2	1	2	1	8
<b>TOTALES</b>	<b>62</b>	<b>53</b>	<b>56</b>	<b>60</b>	<b>72</b>	<b>57</b>	<b>360</b>

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Gráfico 3.2. Comportamiento del Indicador FES calculado en cada Circuito



Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

### 3.6 Nivel de pérdidas

En el análisis de las pérdidas de energía para el año 2012, el informe del AEGR tuvo en cuenta las pérdidas acumuladas de energía en el Departamento del Amazonas, el cual incluye la distribución y comercialización de energía en los municipios de Leticia, Puerto Nariño y las localidades menores. Dentro de este análisis se hace más énfasis en las pérdidas de energía del municipio de Leticia, toda vez que es el mercado mayorista del Departamento de Amazonas. A 31 de diciembre de 2012, se presentó un índice de pérdidas acumuladas en el departamento de Amazonas del 14,44%.

Para el municipio de Leticia las pérdidas fueron del 15,38% y para el municipio de Puerto Nariño del 2,27% como se puede apreciar en el cuadro 9. Durante el año 2012, en el municipio de Leticia se presentó una recuperación de pérdidas de 2,64%, al pasar de 18,03% en diciembre de 2011 a 15,38% en diciembre de 2012. Esta recuperación de las pérdidas es consecuencia de la ejecución del plan de inversiones que realizó la empresa durante el año 2011.

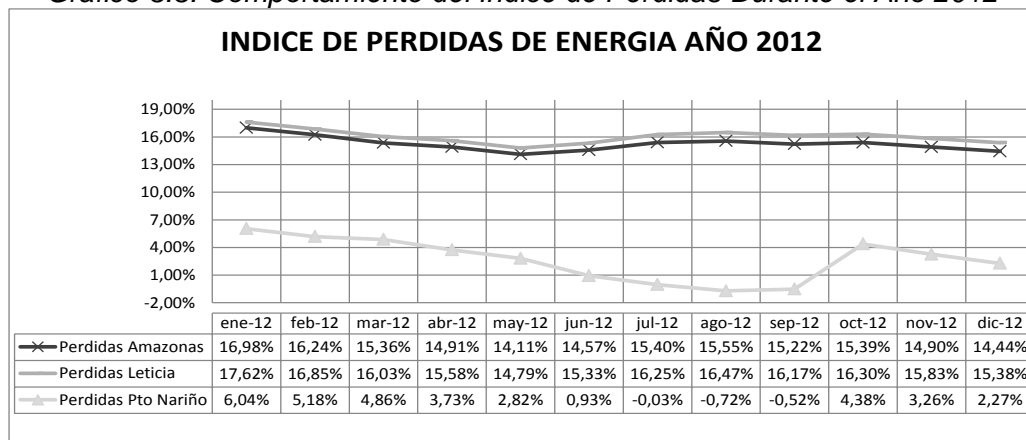
Tabla 3.7. Porcentaje de Pérdidas calculadas

MES	Promedio de Energía Entregada	Promedio de Ventas	Perdidas de energía kWh.	Perdidas de energía acumulado año Amazonas	Promedio de Energía Entregada Leticia	Promedio de Ventas Leticia	Perdidas de Energía kWh Leticia	Perdidas de energía acumulado año Leticia	Promedio de Energía Entregada Puerto Nariño	Promedio de Ventas Puerto Nariño	Perdidas de Energía kWh Puerto Nariño	Perdidas de energía acumulado año Puerto Nariño
ene-12	3.393.770	2.817.422	576.348	16,98%	3.249.247	2.676.670	572.577	17,62%	44.544	41.853	2.691	6,04%
feb-12	3.398.993	2.847.104	551.889	16,24%	3.249.618	2.701.896	547.722	16,85%	46.445	44.042	2.404	5,18%
mar-12	3.403.837	2.880.996	522.841	15,36%	3.248.009	2.727.369	520.640	16,03%	48.785	46.411	2.373	4,86%
abr-12	3.406.984	2.898.921	508.062	14,91%	3.245.287	2.739.512	505.775	15,58%	50.773	48.879	1.894	3,73%
may-12	3.417.367	2.935.051	482.316	14,11%	3.249.272	2.768.811	480.461	14,79%	51.657	50.201	1.456	2,82%
jun-12	3.416.796	2.919.069	497.727	14,57%	3.243.506	2.746.259	497.247	15,33%	51.987	51.505	482	0,93%
jul-12	3.421.286	2.894.555	526.732	15,40%	3.241.093	2.714.342	526.751	16,25%	52.560	52.578	-18	-0,03%
ago-12	3.427.436	2.894.414	533.022	15,55%	3.237.910	2.704.500	533.410	16,47%	54.285	54.673	-389	-0,72%
sep-12	3.443.689	2.919.417	524.272	15,22%	3.244.721	2.720.157	524.565	16,17%	56.104	56.397	-293	-0,52%
oct-12	3.459.498	2.926.974	532.525	15,39%	3.251.046	2.721.087	529.960	16,30%	58.563	55.999	2.565	4,38%
nov-12	3.477.625	2.959.377	518.248	14,90%	3.260.687	2.744.388	516.300	15,83%	59.718	57.770	1.948	3,26%
dic-12	3.492.229	2.987.932	504.297	14,44%	3.269.638	2.766.713	502.926	15,38%	60.470	59.099	1.371	2,27%

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Se evidencian valores negativos para el municipio de Puerto Nariño, los cuales indicarían una presunta irregularidad al registrar en el SUI más energía consumida que la generada. Al respecto, considerando que dicha información es empleada, entre otras, en la asignación de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía, se están adelantando las acciones de control pertinentes por parte de esta Superintendencia.

Gráfico 3.3. Comportamiento del Índice de Pérdidas Durante el Año 2012



Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

## 4 Aspectos comerciales

### 4.1 Suscriptores

ENAM cuenta con un total de **8736 suscriptores**, desagregados como se muestra a continuación, en localidades y cabecera municipal atendidas por la empresa, de acuerdo a la información existente en el Sistema Único de Información.

Tabla 4.1. Número de Usuarios Atendidos por ENAM SA ESP

Centro poblado	Localidad	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Oficiales	Comerciales
El Encanto	Com El Encanto	1	0	0	0	0	0		
La Chorrera	Com El Refugio	1	0	0	0	0	0		
La Chorrera	Com La Chorrera	1	0	0	0	0	0		
La Chorrera	Com San Rafael	1	0	0	0	0	0		
La Pedrera	Com Comeyafu	1	0	0	0	0	0		
La Pedrera	Com La Pedrera	1	0	0	0	0	0		
Pacoa	Com La Victoria - Pacoa	1	0	0	0	0	0		
El Progreso	El Progreso	1	0	0	0	0	0		
El Vergel	El Vergel	1	0	0	0	0	0		
La Libertad	La Libertad	1	0	0	0	0	0		
La Milagrosa	La Milagrosa	1	0	0	0	0	0		
Las Yaguas	Las Yaguas	1	0	0	0	0	0		
Leticia	Leticia	2394	3110	1044	449	6	0	136	1052
Loma Linda	Loma Linda	1	0	0	0	0	0		
Macedonia	Macedonia	1	0	0	0	0	0		
Mocagua	Mocagua	1	0	0	0	0	0		
Palmeras	Palmeras	1	0	0	0	0	0		
Puerto Triunfo	Puerto Triunfo	1	0	0	0	0	0		
Amacayacu	Amacayacu	1	0	0	0	0	0		
Santa Sofía	Santa Sofía	1	0	0	0	0	0		
Zaragoza	Zaragoza	1	0	0	0	0	0		
Miriti	Com Miriti	1	0	0	0	0	0		
Miriti	Com Puerto Remanzo	1	0	0	0	0	0		
Puerto Alegría	Com Puerto Alegría	1	0	0	0	0	0		
Puerto Arica	Com Puerto Arica	1	0	0	0	0	0		
Boyahuazu	Boyahuazu	1	0	0	0	0	0		
Doce De Octubre	Doce De Octubre	1	0	0	0	0	0		
Naranjales	Naranjales	1	0	0	0	0	0		
Puerto Narino	Com Nuevo Paraiso	1	0	0	0	0	0		
Puerto Narino	Puerto Narino	469	0	0	0	0	0	16	23
Puerto Narino	San Jose De Villa Andrea	1	0	0	0	0	0		
Puerto Narino	Santa Teresita	1	0	0	0	0	0		
San Juan De Atac	San Juan De Atacuari	1	0	0	0	0	0		
San Juan Del Soc	San Juan Del Soco	1	0	0	0	0	0		
Siete De Agosto	Siete De Agosto	1	0	0	0	0	0		
Tipisca	Tipisca	1	0	0	0	0	0		
Puerto Santander	Com Puerto Santander	1	0	0	0	0	0		
Tarapaca	Com Puerto Ventura	1	0	0	0	0	0		
Tarapaca	Com Tarapaca	1	0	0	0	0	0		
<b>Total</b>		<b>2900</b>	<b>3110</b>	<b>1044</b>	<b>449</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>152</b>	<b>1075</b>

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Al respecto se evidencia el reporte de un único usuario en las localidades, lo cual está relacionado con el uso de la figura del Representante del Suscriptor Comunitario, es decir que todos los usuarios de la localidad son vistos por la empresa como un único usuario.

#### 4.2 Energía Generada

En el siguiente cuadro se presenta la energía generada por la empresa, según la información del AEGR.

Tabla 4.2. Energía Generada por la Empresa ENAM durante el año 2012

Mes	LETICIA	PUERTO NARIÑO	Localidades menores
	Energía	Energía	Energía
	Generada kW-h	Generada kW-h	Generada kW-h
Enero	3.294.809	61.744	122.332
Febrero	3.076.853	59.533	131.127
Marzo	3.332.425	64.786	140.922
Abril	3.229.068	61.777	142.483
Mayo	3.367.309	61.804	159.045
Junio	3.168.494	57.200	156.229
Julio	3.300.639	58.130	165.214
Agosto	3.560.237	59.731	180.148
Septiembre	3.488.347	57.917	186.129
Octubre	3.611.754	59.646	190.222
Noviembre	3.600.235	60.366	188.341
Diciembre	3.519.891	63.001	178.808
<b>TOTAL</b>	<b>40.550.061</b>	<b>725.636</b>	<b>1.940.999</b>

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

En la tabla se observa un valor pico de 190.222 kWh durante el mes de Octubre del año 2012.

#### 4.3 Compra de combustible

Durante el año 2012, la empresa realizó la compra de 2.199.428 galones de combustible fuel oil, combustible indispensable para la generación de energía en el municipio de Leticia, de igual manera adquirió 414.779 galones de ACPM. Este ACPM es destinado principalmente para la operación de las plantas de generación del municipio de Puerto Nariño y las localidades menores.

Tabla 4.3. Compras de Combustible Durante el año 2012

FECHA	COMPRA FUEL OIL - GALONES	VALOR DE COMPRA FUEL OIL	COMPRA ACPM GALONES	VALOR DE COMPRA ACPM	VALOR TOTAL DE COMPRA COMBUSTIBLE
15-feb-12	199.569	1.043.502.396	0	0	1.043.502.396
27-feb-12	190.428	973.765.004	51.000	402.790.860	1.376.555.864
27-mar-12	200.741	1.095.819.023	69.779	556.996.214	1.652.815.237
23-abr-12	199.713	1.130.068.022	72.000	574.724.880	1.704.792.902
17-may-12	199.622	1.115.240.205	0	0	1.115.240.205
22-jun-12	197.026	1.017.176.279	0	0	1.017.176.279
24-ago-12	205.616	1.066.770.763	60.000	386.613.600	1.453.384.363
24-sep-12	202.206	1.109.136.307	39.000	308.851.920	1.417.988.227
29-oct-12	198.787	1.025.565.987	42.000	337.078.530	1.362.644.517
21-nov-12	200.510	1.000.488.757	81.000	655.333.740	1.655.822.497
20-dic-12	205.210	1.017.622.025	0	0	1.017.622.025
<b>TOTAL</b>	<b>2.199.428</b>	<b>11.595.154.768</b>	<b>414.779</b>	<b>3.222.389.744</b>	<b>14.817.544.512</b>

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

#### 4.4 Recaudo y Cartera

Tabla 4.4. Comparación de la Cartera de la Empresa ENAM años 2011 y 2012

MUNICIPIO	Desc_CS	ESTR	No Vencida	Vencida de 30 a 60 Días	Vencida de 60 a 90 Días	Vencida de 90 a 120 Días	Vencida de 120 a 150 Días	Vencida de 150 a 180 Días	Vencida de 180 a 360 Días	Vencida mayor a 360 Días	Total general	Ajustes	Final	
LETICIA	Residencial	1	152.007	5.940	2.958	2.537	2.485	1.584	10.348	36.896	214.757	2.011	212.746	
		2	204.728	3.337	1.111	5.886		1.080	3.135	18.746	238.024	3.303	234.721	
		3	84.198	1.205	125	268	815	0	143	8.723	95.476	3.066	92.411	
		4	57.364			284	1.624			1.014	166	60.453	1.435	59.019
		5	1.777									1.777		1.777
	Comercial		278.979	5.209	1.050	1.015	50	1.347	12.631	16.546	316.825	7.920	308.905	
	Industrial		291.810	10.521		0			0	2.189	304.520	8.263	296.257	
	Oficial Nacional		185.230	19.386	4.026	102.872	101.056	113		94.160	506.842		506.842	
	Especial Asistencial		55.278	25.929					266.805	4	348.017	1.343	346.674	
	Especial Educativa		60.324	1.216		2.845					64.384		64.384	
	Alumbrado Publico		43.504								43.504		43.504	
	Autoconsumo		51.083								51.083		51.083	
Bombeo de agua		969	1.848				68	3.074	792.317	798.277	4.124	794.153		
<b>Total LETICIA</b>			<b>1.467.251</b>	<b>74.591</b>	<b>9.269</b>	<b>115.707</b>	<b>106.030</b>	<b>4.191</b>	<b>297.150</b>	<b>969.748</b>	<b>3.043.938</b>	<b>31.463</b>	<b>3.012.475</b>	
PUERTO NARIÑO	Residencial		13.386	1.202	1.017	462	178	849	2.796	7.276	27.167	1.633	25.534	
	Comercial		3.814	0	306	249				2.272	6.641		6.641	
	Industrial		2.815							0	2.815		2.815	
	Oficial Nacional		1.565	0		1.073	900				3.538	24.350	-20.812	
	Especial Asistencial		2.226								2.226		2.226	
	Especial Educativa		1.084	0							1.084		1.084	
	Autoconsumo		836								836		836	
<b>Total PUERTO NARIÑO</b>			<b>25.725</b>	<b>1.202</b>	<b>1.323</b>	<b>1.784</b>	<b>1.078</b>	<b>849</b>	<b>2.796</b>	<b>9.549</b>	<b>44.307</b>	<b>25.983</b>	<b>18.323</b>	
LOCALIDADES MENORES	multifamiliar		116.237	11.141	75.951					413.697	617.027		617.027	
<b>Total LOCALIDADES MENORES</b>			<b>116.237</b>	<b>11.141</b>	<b>75.951</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>413.697</b>	<b>617.027</b>	<b>0</b>	<b>617.027</b>	
<b>Total</b>			<b>1.609.214</b>	<b>86.934</b>	<b>86.544</b>	<b>117.491</b>	<b>107.108</b>	<b>5.041</b>	<b>299.946</b>	<b>1.392.994</b>	<b>3.705.271</b>	<b>57.447</b>	<b>3.647.825</b>	

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

A 31 de diciembre de 2012, ENAM S.E. E.S.P., presenta una cartera total de \$3.647.8 millones de pesos, dentro de esta cartera, bombeo de agua se destaca con una cartera de \$794 millones de pesos, representando el 26% del total de la cartera de Leticia; otro

sector que se destaca es el de localidades menores con \$617 millones de pesos, representando el 17% del total de la cartera.

Realizando una comparación entre los años 2011 y 2012, se pudo determinar que la cartera total presentó un crecimiento del 24.68%, al pasar de \$2.925.7 a 3.647.8 millones de pesos. Es importante destacar la recuperación de la cartera en el municipio de Puerto Nariño, que en el año 2012 presentó una recuperación del 64.55% al pasar de \$51.6 millones de pesos en el 2011 a \$18.3 millones de pesos en el 2012; mientras que en el municipio de Leticia la cartera presentó un incremento del 15.65%. La variación de la cartera se representa en el siguiente cuadro:

#### 4.5 Tarifa

Con relación al tema el contrato de Concesión con Exclusividad mencionado, establece en su cláusula 9.4, la obligación de cumplir, en relación con las tarifas calculadas, la fórmula general contenida en los artículos 55 y 57 de la Resolución CREG 091 de 2007.

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

Donde:

*CU<sub>m</sub>*: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes *m*, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

*IAOM<sub>m</sub>*: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, para el mes *m*. En estos gastos no se consideran los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de estos con biocombustibles por disposición gubernamental, utilizados en la operación.

*A<sub>m</sub>*: Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la adecuación de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de estas o por la sustitución de combustible, en el mes *m*, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

*Gc<sub>m</sub>*: Remuneración de los costos de los combustibles de origen fósil, o de las mezclas obligatorias de estos con biocombustibles por disposición gubernamental, puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes *m*. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

*M<sub>m</sub>*: Cargo de la Actividad de Monitoreo, para el mes *m*, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

*P<sub>m</sub>*: Pérdidas de Energía para el mes *m*. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo.

Así las cosas, a continuación se relaciona el valor de cada componente del costo unitario de prestación del servicio, para cada mes del año 2012

Tabla 4.5. Componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio

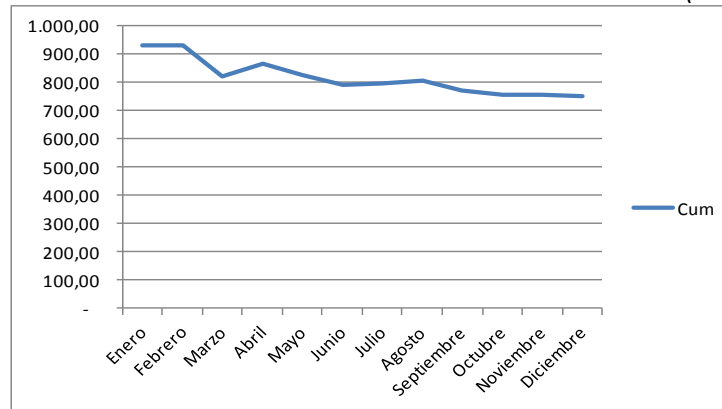


PERIODO	IAOMm	Gcm/(1-Pm)	Mm	Cum
Enero	468,18	463,01	0,00	931,19
Febrero	478,46	451,20	0,00	929,66
Marzo	355,13	465,69	0,00	820,82
Abril	349,14	515,25	0,00	864,39
Mayo	351,75	472,71	0,00	824,46
Junio	343,71	447,28	0,00	790,98
Julio	345,18	450,64	0,00	795,82
Agosto	378,85	428,20	0,00	807,05
Septiembre	321,30	450,50	0,00	771,80
Octubre	312,45	442,05	0,00	754,50
Noviembre	327,36	429,47	0,00	756,83
Diciembre	300,70	452,42	0,00	753,12

Fuente: Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Al respecto en el gráfico expuesto a continuación se presenta la tendencia del CU, durante el año 2012. En ésta se observa que el menor valor alcanzado se presentó en diciembre.

Gráfico 4.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio (kWh)



Fuente: Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Por otra parte, con respecto a la tarifa aplicada, la Resolución MINMINAS 182138 de 2007, "Por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas" adicionada por la Resolución 180648 de 2008 permitió igualar la tarifa a transferir al usuario residencial de la ZNI, con la facturada en el mercado incumbente del departamento o el punto de conexión de 115 kV más cercano del SIN, que en este caso es el mercado atendido por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP y congelar el costo cobrado al usuario no residencial de la ZNI a precios de junio de 2007.

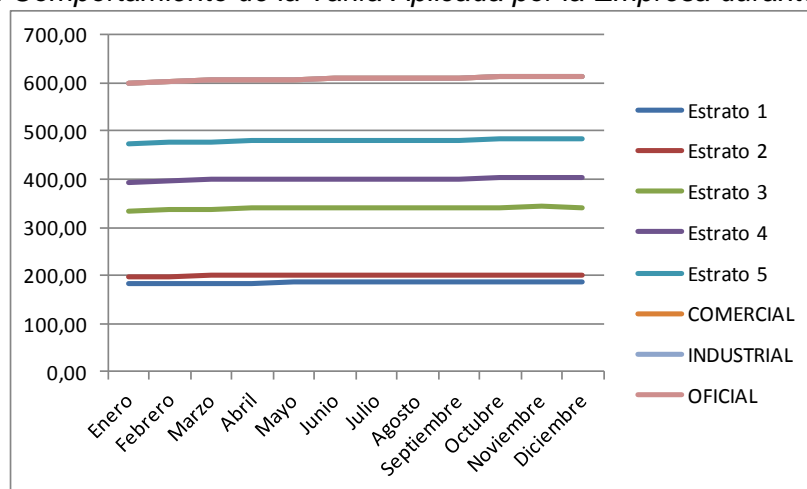
Así las cosas, en la siguiente tabla se presentan las tarifas reportadas por la empresa al SUI durante el año 2012:

**Tabla 4.6. Tarifas Aplicadas Durante el Año 2012**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
Enero	182,33	196,70	334,38	393,39	472,07	598,63	598,63	598,63
Febrero	183,67	198,15	336,84	396,28	475,55	603,04	603,04	603,04
Marzo	184,79	199,35	338,88	398,68	478,43	606,69	606,69	606,69
Abril	185,01	199,59	339,29	399,16	479,01	607,42	607,42	607,42
Mayo	185,28	199,88	339,79	399,75	479,70	608,31	608,31	608,31
Junio	185,83	200,47	340,79	400,93	481,12	610,11	610,11	610,11
Julio	186,00	200,65	341,10	401,29	481,56	610,66	610,66	610,66
Agosto	185,95	200,60	341,01	401,18	481,43	610,49	610,49	610,49
Septiembre	186,03	200,69	341,16	401,36	481,64	610,77	610,77	610,77
Octubre	186,56	201,26	342,14	402,52	483,03	612,52	612,52	612,52
Noviembre	186,86	201,59	342,69	403,16	483,81	613,51	613,51	613,51
Diciembre	186,61	201,32	342,23	402,62	483,16	612,69	612,69	612,69

Fuente: Auditoría Externa de Gestión y Resultados

**Gráfico 4.2. Comportamiento de la Tarifa Aplicada por la Empresa durante el año 2012**



Fuente: Auditoría Externa de Gestión y Resultados

#### 4.6 Subsidios y Contribuciones

Al respecto, el contrato de Concesión con Exclusividad para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en el Área de Amazonas, suscrito el 3 de marzo de 2010, entre el Ministerio de Minas y Energía y la empresa ENAM S.A. ESP, establece en su cláusula 9.5.2, la obligación de aplicar, en relación con los subsidios de sus usuarios, lo establecido en las Resoluciones MINMINAS 182138 de 2007, 180648 de 2008 y las Resoluciones 180660 y 181055 de 2009.

En esta se definieron las sendas de desmonte de los subsidios por menores tarifas de la siguiente forma:

Fase I: entre enero de 2008 y diciembre de 2010, todos los consumos;

Fase II: entre enero de 2011 y diciembre de 2012, hasta 400 kWh/mes;

Fase III: entre enero de 2013 y diciembre de 2013, hasta 300 kWh/mes;

Fase IV: a partir de enero de 2014, ningún consumo que supere el consumo de Subsistencia.

No obstante la Resolución MINMINAS 181479 del 30 de Agosto de 2012, modificó las sendas de desmonte de estos subsidios, estableciendo que no se subsidiarán a los usuarios residenciales, consumos superiores a 800 kWh.

Así las cosas, en la siguiente tabla se exponen los montos de los subsidios girados por la empresa a sus usuarios de acuerdo a las sendas de desmonte establecidas por MINMINAS y la diferencia entre el costo unitario de prestación del servicio y la tarifa del punto más cercano del Sistema Interconectado Nacional.

*Tabla 4.7. Subsidios Girados por MINMINAS durante el año 2012*

	TOTAL PRIMER TRIMESTRE	TOTAL SEGUNDO TRIMESTRE	TOTAL TERCER TRIMESTRE	TOTAL CUARTO TRIMESTRE	TOTAL SUBSIDIOS OTORGADOS
<b>SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)</b>					
ESTRATO 1	981.178	937.326	813.951	790.692	3.523.146
ESTRATO 2	1.056.526	988.117	752.648	726.952	3.524.243
ESTRATO 3	336.514	305.336	222.823	199.894	1.064.567
ESTRATO 4	147.825	134.275	104.048	92.312	478.459
ESTRATO 5	8.440	4.733	3.848	2.712	19.733
BOMBEO ACUEDUCTO	129.030	100.072	72.738	60.509	362.349
COMERCIAL	502.005	397.059	275.856	221.701	1.396.621
INDUSTRIAL	319.011	251.776	203.179	156.637	930.603
OFICIAL	446.192	384.003	248.521	208.988	1.287.705
ALUMBRADO PUBLICO	142.909	90.422	66.395	58.522	358.248
PROVISIONAL	1.705	1.639	1.490	630	5.465
ESPECIAL	355.001	316.450	236.794	210.224	1.118.468
<b>TOTAL SUBSIDIOS</b>	<b>4.426.335</b>	<b>3.911.209</b>	<b>3.002.291</b>	<b>2.729.772</b>	<b>14.069.606</b>
Valores en miles de \$					

*Fuente: Auditoría Externa de Gestión y Resultados*

Por otra parte y de acuerdo a lo señalado por el Ministerio de Minas y Energía para el primer trimestre de 2013 se otorgaron a ENAM \$ 5.341.338.542 pesos por concepto de subsidios.

## **5 Acciones de la SSPD**

Entre el 5 al 8 de junio de 2013, la DTGE efectuó visita técnica a la empresa con el fin de evaluar algunas denuncias presentadas contra la ENAM por presuntos incumplimientos al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, especialmente en relación con el proceso de desarrollo y energización de proyectos propios y de particulares.

Al respecto y de acuerdo a los soportes recopilados, actualmente se elabora un informe técnico de gestión por incumplimiento al Reglamento RETIE y falta de cague de información – SUI.

## **6 Contrato de Condiciones Uniformes – CCU**

En la tabla que se muestra a continuación se muestra el cumplimiento del contrato de condiciones uniformes a lo establecido por regulación.

Se evidencia que le prestador no incluye dentro del CCU 13 aspectos que por regulación debería tener. Al respecto la SSPD está elaborando el informe técnico de gestión correspondiente por el presunto incumplimiento.

Tabla 6.1. Contenido del CCU

Contenido del Contrato de Condiciones Uniformes	Cumple
Identidad de la Empresa	SI
Determinación del servicio que ofrece	SI
Condiciones que debe reunir el solicitante y el inmueble	SI
Obligaciones deberes y derechos de las partes	SI
Exclusividad en la destinación del servicio	SI
Area geográfica en la que se ofrece el servicio	NO
Obligaciones del usuario respecto de la conexión	NO
Niveles de calidad y continuidad del servicio	NO
Transcripción normas responsabilidad falla en la prestación	NO
Causas de terminación del contrato por empresa o usuario	SI
Derechos de c/parte por incumplimiento de obligaciones de la otra	SI
Casos y condiciones en los que procede la cesión del contrato	SI
Casos en los que se requiere el consentimiento de terceros	NO
Eventos en los que incumplimiento da lugar a la suspensión.	SI
Eventos en los que incumplimiento da lugar a resolver/corte.	SI
Forma, sitio y modo en los que se da a conocer la factura	NO
Medidas que faciliten a empresa y suscriptor verificar ejecución	NO
Procedimiento para medir consumo si no hay medidor	SI
Bienes y servicios que está obligado a pagar el usuario	SI
Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor	NO
Garantías que puede otorgar el usuario por respaldo pago facturas	NO
Parámetros de desviaciones significativas	SI
Costos de revisión de instalaciones y transformadores u otros conceptos	NO
Costos de actividades de reconexión y como cuantificarlos	NO
Características técnicas del equipo de medida	NO
Requisitos de las facturas están en CCU	NO

## 7 Conclusiones

- Se puede evidenciar que el prestador no tiene un plan de mantenimiento de infraestructura eléctrica adecuado que le permita optimizar sus recursos, minimizando costos y tiempos de interrupción del servicio. Esto teniendo en cuenta el gran número de mantenimientos correctivos realizados.
- La calidad del servicio mejoró considerablemente entre para el año 2012, pues la duración de interrupciones en éste corresponde al 51% de la duración de interrupciones presentada en el 2011.
- La energía generada en Leticia corresponde al 93.8% de la total generada por la empresa para abastecer el conjunto de localidades y cabecera.
- El total de subsidios otorgados a usuarios fue de \$ 14.070 millones de pesos.
- La DTGE elaboró informe técnico de gestión en contra del prestador por inadecuada oportunidad y calidad de información reportada al SUI.
- La DTGE elaboró informe técnico de gestión en contra del prestador por energizar proyectos sin la debida certificación RETIE.
- La DTGE está elaborando el informe técnico de gestión en contra del prestador por incumplimiento a la inclusión de algunos aspectos dentro del CCU.