

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ENERGÍA PARA EL AMAZONAS S.A E.S.P**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, noviembre de 2016**

# ENERGÍA PARA EL AMAZONAS S.A E.S.P.

## ANÁLISIS AÑO 2015

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La Empresa de Energía para el Amazonas ENAM S.A. E.S.P, es una Sociedad Anónima, de naturaleza Privada, 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, cuyo objeto social es la prestación del servicio público de Energía Eléctrica en la Zona No Interconectada perteneciente al Departamento de Amazonas. Así mismo, el día tres (3) de marzo de 2010, suscribe el Contrato de Concesión 052 de 2010 entre el Ministerio de Minas y Energía en calidad de concedente, y la ENAM S.A. E.S.P. cuyo objeto es: *“El Contrato tiene por objeto otorgar al Concesionario, por su cuenta y riesgo, la prestación con Exclusividad de las Actividades Concesionadas en el Área perteneciente al Departamento de Amazonas”*, el término de ejecución pactado es de 20 años.

El contrato tiene una fase de inversiones durante la cual se deben realizar las inversiones necesarias en generación, distribución y comercialización de energía y otra el cumplimiento de los indicadores de gestión, las localidades que hacen parte de la concesión son: Leticia, Puerto Nariño, Tarapaca, 9 corregimientos Departamentales, 2 inspecciones de policía, 25 Centros poblados y 2 caseríos.

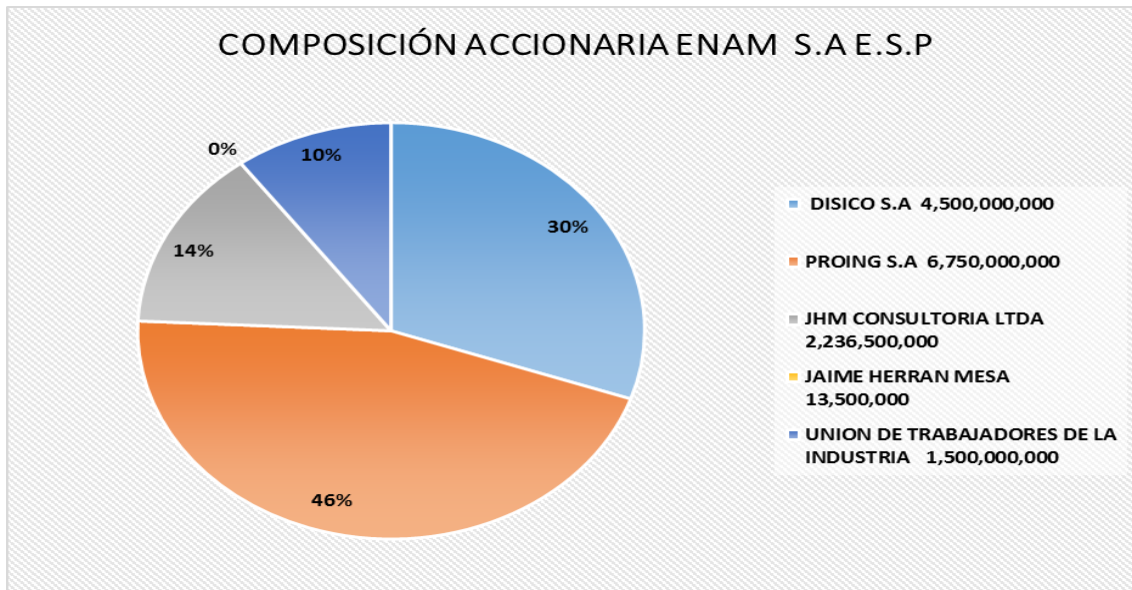
**Tabla 1**  
Datos Generales de ENAM S. A E.S.P

<b>Aspectos Generales de la Empresa</b>	
<b>ID Empresa</b>	23430
<b>Razón Social</b>	ENERGÍA PARA EL AMAZONAS S.A. E.S.P
<b>Sigla</b>	ENAM S.A E.S.P
<b>Nit</b>	900339174-4
<b>Fecha de registro en RUPS</b>	29/06/2010
<b>Fecha última Actualization RUPS</b>	10/05/2016
<b>Tipo de Sociedad</b>	Sociedad Anonima Privada
<b>Fecha de inicio de Operaciones</b>	01/11/1996
<b>Nombre Representante Legal</b>	Nelson Rios Villamizar
<b>Servicios Prestados</b>	Energía Eléctrica
<b>Actividad que Desarrolla</b>	Generación, Comercialización y Distribución
<b>Auditor Externo</b>	Auditorias Integrales del Amazonas S.A.S.

Fuente: SUI

## COMPOSICIÓN ACCIONARIA

**Figura 1**  
Participación Accionaria



Fuente: AEGR

El gráfico anterior expone la participación de los propietarios de la empresa ENAM S.A. E.S.P., observando que el accionista mayoritario es Proing S.A con un porcentaje del 46%, seguido con el 30% el accionista DISICO S.A y con una mínima participación, Unión de Trabajadores de la Industria y Jaime Herrán Mesa, respectivamente, así mismo el informe de AEGR para el año 2015 manifiesta que la composición accionaria continuó igual que en el 2014 y que el organigrama sufrió modificaciones.

**Figura 2**  
Organigrama de ENAM S. A E.S.P



Fuente: AEGR

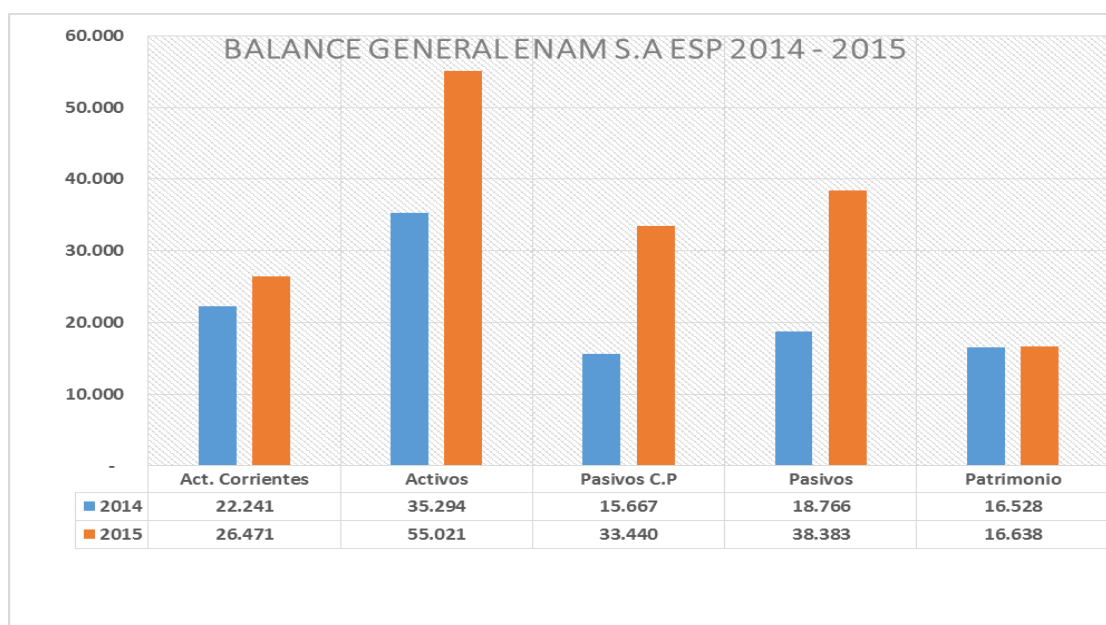
## 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

### 2.1 BALANCE GENERAL

Esta SSPD procedió a verificar la oportunidad de la información financiera y demás anexos contables que el prestador debe reportar al SUI, y se pudo evidenciar que el prestador cargó el Plan Contable de manera oportuna el día 4 de abril del 2016, pero no se evidencian los respectivos anexos Contables que deben estar cargados a la plataforma SUI, y debidamente certificados por el representante legal y contador público, así como dictaminados por el Revisor Fiscal y aprobados por la Junta Directiva de la empresa correspondientes a la vigencia 2014 y 2015, configurándose en un presunto incumplimiento a lo estipulado en la Resolución 20121300003545 del 14 de febrero del 2012 en su artículo 4 cuyo plazo venció el 5 de abril.

Posteriormente se analiza la Calidad de la información financiera empezando por la estructura del Balance General para las vigencias 2014 y 2015 los cuales presentaron las principales variaciones que se mencionan a continuación:

**Figura 3**  
Balance General años 2014 – 2015



Fuente: SUI, Cifras en Millones de Pesos

Los Activos de ENAM E.S.P pasaron de \$35.293 millones para año 2014 a \$55.020 año 2015 con una variación del 55.8%, donde un 48% se concentró en el activo corriente como son el efectivo, inventarios y deudores de los servicios públicos, y un 52% a los activos no corrientes como son Propiedad Planta y Equipo y otros activos, así mismo, se evidenció que las principales variaciones se concentraron en la cuenta corriente Inventarios con un aumento del 93%, esto se debió principalmente según balance registrado en el SUI a la compra de materiales necesarios en la prestación del servicio de energía como son (medidores, elementos y accesorios de energía) pasando de \$4.389 millones año 2014 a \$8.748 año 2015. Otra variación importante de mencionar es la presentada en la Propiedad Planta y Equipo con un porcentaje equivalente al 115% según balance, debido a la compra de maquinaria industrial pasando de \$14.605 millones año 2014 a \$27.757 millones año 2015.

Dentro de los Pasivos Totales vigencias 2014 y 2015 se observó un aumento del 104% pasando de \$18.765 a \$38.382 millones respectivamente, estos pasivos están comprometidos principalmente en las cuentas Obligaciones Financieras las cuales pasaron de \$5.377 millones año 2014 y \$12.578 millones año 2015 equivalente a una variación del 134% y Cuentas Por Pagar de \$7.139 año 2014 a \$19.579 año 2015 con variación del 174%, estas obligaciones fueron adquiridas para pagarlas a un tiempo igual o menor a un año, lo que se podría deducir que el prestador se ha visto obligado en la última vigencia a duplicar sus deudas y recurrir a préstamos de terceros para poder cumplir con su operatividad, al verificar el informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados AEGR ha manifestado lo siguiente “...se advierte un aumento en el nivel de endeudamiento debido a la incapacidad de generar con recursos propios, las necesidades de mayores costos e inversiones que exige el alto crecimiento de la demanda de energía.”

**Tabla 2**  
Balance General comparativo 2014 – 2015

DENOMINACION	2014	%	2015	%Part.	Variación	% Var.
EFFECTIVO	851.930.673	2,41%	497.018.490	0,90%	(354.912.183)	-41,66%
DEUDORES	17.000.034.227	48,17%	17.225.403.131	31,31%	225.368.904	1,33%
SERVICIOS PÚBLICOS	5.801.566.808	16,44%	7.236.922.046	13,15%	1.435.355.238	24,74%
AVANCES Y ANTICIPOS ENTREGADOS	1.200.433.290	3,40%	3.279.302.056	5,96%	2.078.868.766	173,18%
ANTICIPOS O SALDOS A FAVOR POR IMPUESTOS Y CO	515.445.122	1,46%	1.005.349.341	1,83%	489.904.219	95,04%
OTROS DEUDORES	2.104.625.568	5,96%	2.293.826.137	4,17%	189.200.569	8,99%
INVENTARIOS	4.389.360.399	12,44%	8.748.230.993	15,90%	4.358.870.594	99,31%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>22.241.325.299</b>	<b>63,02%</b>	<b>26.470.652.614</b>	<b>48,11%</b>	<b>4.229.327.315</b>	<b>19,02%</b>
DEUDORES	788.345.440	2,23%	1.442.677.881	2,62%	654.332.441	83,00%
SERVICIOS PÚBLICOS	1.548.347.025	4,39%	2.202.679.466	4,00%	654.332.441	142,26%
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	10.600.193.622	30,03%	22.842.059.813	41,52%	12.241.866.191	115,49%
OTROS ACTIVOS	1.663.937.180	4,71%	4.265.196.672	7,75%	2.601.259.492	156,33%
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	164.058.372	0,46%	2.776.361.901	5,05%	2.612.303.529	1592,30%
CARGOS DIFERIDOS	11.044.037	0,03%	-	0,00%	(11.044.037)	0,00%
INTANGIBLES	1.488.834.771	4,22%	1.488.834.771	2,71%	-	0,00%
<b>Total Activos</b>	<b>35.293.801.541</b>	<b>100,00%</b>	<b>55.020.586.980</b>	<b>100,00%</b>	<b>19.726.785.439</b>	<b>55,89%</b>
OBLIGACIONES FINANCIERAS	5.377.115.871	15,24%	12.578.003.066	22,86%	7.200.887.195	133,92%
CUENTAS POR PAGAR	7.139.136.865	20,23%	19.579.339.041	35,59%	12.440.202.176	174,25%
OBLIGACIONES LABORALES Y DE SEGURIDAD SOCIAL	75.149.330	0,21%	99.091.315	0,18%	23.941.985	31,86%
PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES	261.934.110	0,74%	396.505.830	0,72%	134.571.720	51,38%
OTROS PASIVOS	2.813.569.316	7,97%	787.431.408	1,43%	(2.026.137.908)	-72,01%
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS	604.353.334	1,71%	586.463.406	1,07%	(17.889.928)	-2,96%
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>15.666.905.492</b>	<b>44,39%</b>	<b>33.440.370.660</b>	<b>60,78%</b>	<b>17.773.465.168</b>	<b>113,45%</b>
OPERACIONES DE CRÉDITO PÚBLICO	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
CUENTAS POR PAGAR	3.098.955.729	8,78%	4.942.364.511	8,98%	1.843.408.782	-40,52%
<b>Total Pasivos</b>	<b>18.765.861.221</b>	<b>53,17%</b>	<b>38.382.735.171</b>	<b>69,76%</b>	<b>19.616.873.950</b>	<b>104,53%</b>
PATRIMONIO INSTITUCIONAL	16.527.940.320	46,83%	16.637.851.809	30,24%	109.911.489	0,67%
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	15.000.000.000	42,50%	15.000.000.000	27,26%	-	0,00%
RESULTADOS DEL EJERCICIO	512.233.801	1,45%	366.028.390	0,67%	(146.205.411)	-28,54%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>16.527.940.320</b>	<b>46,83%</b>	<b>16.637.851.809</b>	<b>30,24%</b>	<b>109.911.489</b>	<b>0,67%</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>35.293.801.541</b>	<b>100,00%</b>	<b>55.020.586.980</b>	<b>100,00%</b>	<b>19.726.785.439</b>	<b>55,89%</b>

Fuente: SUI, cifras en miles de Pesos

El patrimonio del prestador representa el 30 % de los activos, porcentaje preocupante teniendo en cuenta que el restante 70% se concentra en los pasivos, lo que significa que el incremento de los Activos han sido producto de la deuda con terceros y no de recursos propios, lo que demuestra debilidad financiera y disminución considerable de

la capacidad de endeudamiento, lo cual es poco probable inversiones de crecimiento y expansión del servicio público de energía a corto y mediano plazo.

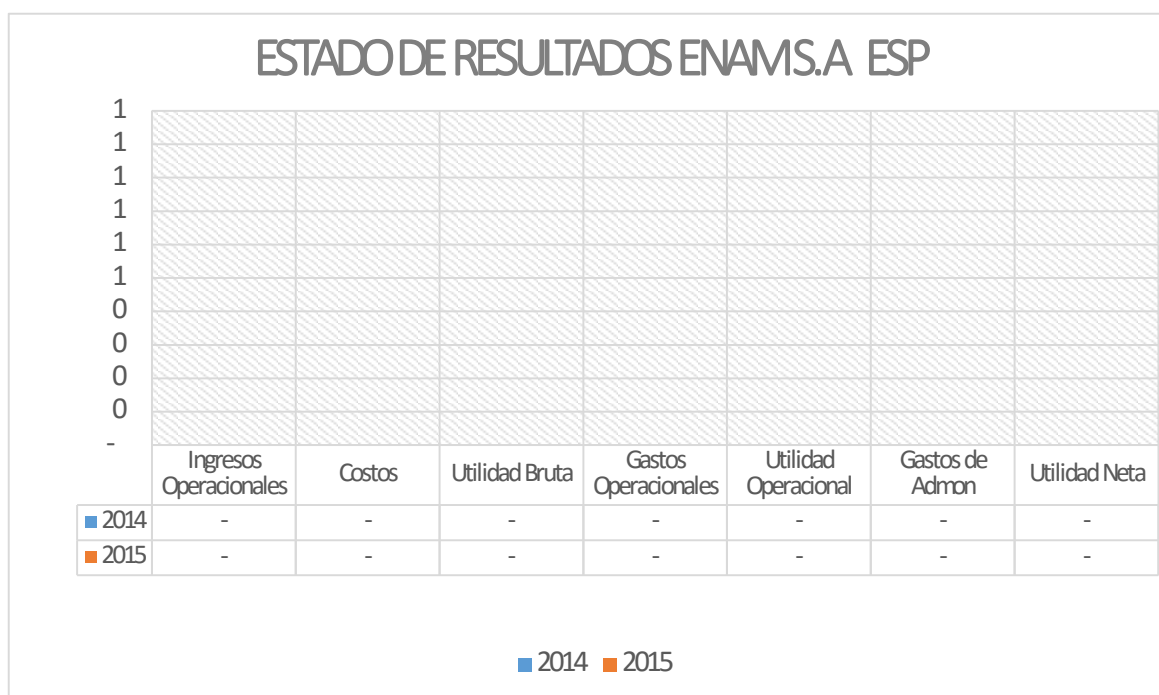
## 2.2 ESTADO DE RESULTADOS

Al realizar el respectivo análisis de los Ingresos Totales de ENAM S.A ESP para las vigencias 2014 - 2015, se observó una participación del 97.5% correspondiente a los ingresos operacionales que tienen como fuente principal la venta del servicio de energía eléctrica en el Departamento de Amazonas, y un mínimo porcentaje del 2.4% para los ingresos no operacionales correspondiente a otros ingresos financieros y extraordinarios por un valor de \$1.042 millones.

En cuanto a los ingresos operacionales vigencia 2015 derivados de las actividades de Generación, Distribución y Comercialización del servicio presentaron el siguiente comportamiento; ingresos por Generación \$39.595 millones, Distribución \$1.322 millones y Comercialización \$334 millones, para un total de \$41.253 millones, donde la actividad de Generación abarca el 96% del total de Ingresos Operacionales, así mismo se observó ingresos operacionales por la suma \$22.078 millones correspondiente a la prestación de servicio de telecomunicaciones

Así mismo los Ingresos Operacionales año 2015 presentaron un aumento del 8% con respecto al año anterior, esto es debido principalmente por el incremento en el IPP (índices de precios al productor) con base en el cual se indexa el componente tarifario IAOM (Inversión, Administración, Operación y Mantenimiento).

**Figura 4**  
Estado de Resultados ENAM S.A ESP 2014 – 2015

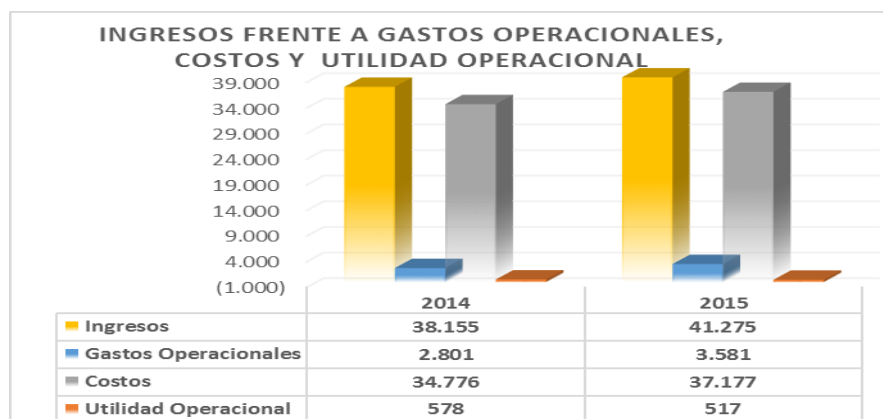


Fuente: SUI, cifras en Millones de pesos

Los costos de ventas y Operación para el año 2015 ocuparon el 90% de los ingresos operacionales y para el año 2014 la participación fue del 91%, comportamiento similar

presento en el año 2013 con un 91%, lo que hace evidente el deterioro en el margen bruto, además le deja al prestador solo un mínimo 9% de maniobra para cubrir los demás Gastos incurridos en la prestación del servicio. Se hace importante que el prestador reevalúe sus costos de operación versus el mínimo aumento en los ingresos Operacionales.

**Figura 5**  
Estado de Resultados Comparativo 2014 – 2015



Fuente: SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, la principal participación es para los costos de combustibles necesarios para la generación de energía de las plantas con un 50%, arrendamiento de Redes con el 10%, y el restante 40% a los demás costos de AOM.

Para la vigencia 2015 los Gastos Operacionales aumentaron en un 27.86% equivalente a \$780 millones, es decir pasaron de \$2.801 millones en el 2014 a \$3.581 en el año siguiente, de los cuales los Gastos que tomaron mayor participación, estuvieron representados en las cuentas Sueldos de Personal, Seguros, Impuestos, contratos, y provisiones, estos ocuparon el 78% y 75% equivalentes a \$2.800 millones y \$3.581 millones para los años 2014 y 2015, respectivamente, la diferencia corresponde a Otros Gastos como son intereses, comisiones, y otros gastos extraordinarios.

Así mismo, esta SSPD verificó el informe del AEGR año 2015 donde consignó lo siguiente “En este esquema tarifario, el concesionario corre el riesgo de no cubrir totalmente sus costos de operación si la demanda de energía presenta constantes tasas de crecimiento en el período de Concesión (20 años), ya que los ingresos del factor tarifario IAOMt que retribuye su inversión, no aumentan en términos reales, mientras que las inversiones y costos crecen en función de la demanda”.

La Utilidad Operacional para el año 2015 fue de \$517 millones, disminuyó \$61 millones respecto al año 2014, el mismo comportamiento descendiente se presentó en la Utilidad Neta pasando de \$512 millones a \$366 millones año 2015, la disminución fue del 28% equivalente a \$146 millones, a pesar que hubo un incremento importante en la cuenta Otros Ingresos en un 44%, este no alcanzó para mejorar el resultado de la Utilidad Neta del ejercicio.

Por último, es importante mencionar que el margen operacional obtenido por el prestador está lejos de los referentes del sector que prestan el servicio de manera integral (Generación Distribución y Comercialización), por tal motivo es urgente que el

prestador tome las medidas y acciones pertinentes a mejorar sus Ingresos y la optimización de los costos, con el fin que no haya riesgo en la prestación del servicio de energía en el Departamento de Amazonas.

**Tabla 3**  
Estado de Resultados comparativo 2014 – 2015

DENOMINACION	2014	%	2015	%	Variación	% Var.
INGRESOS	38.878.596.670	100,00%	42.318.412.874	100,00%	3.439.816.204	8,85%
VENTA DE SERVICIOS	38.155.044.294	98,14%	41.275.431.979	97,54%	3.120.387.685	8,18%
SERVICIO DE ENERGÍA	38.167.691.365	98,17%	41.253.352.994	97,48%	3.085.661.629	8,08%
GENERACION	37.176.620.769	95,62%	39.595.559.552	93,57%	-	0,00%
DISTRIBUCION	877.858.458	2,30%	1.322.856.675	3,20%	-	0,00%
COMERCIALIZACION	113.212.138	0,30%	334.936.767	0,81%	-	0,00%
<b>COSTOS DE VENTAS Y OPERACIÓN</b>	<b>34.776.073.444</b>	<b>91,14%</b>	<b>37.177.495.317</b>	<b>90,07%</b>	<b>2.401.421.873</b>	<b>6,91%</b>
COSTO DE VENTAS DE SERVICIOS	34.776.073.444	89,45%	37.177.495.317	87,85%	2.401.421.873	6,91%
SERVICIOS PUBLICOS	34.776.073.444	89,45%	37.177.495.317	87,85%	2.401.421.873	6,91%
Servicios Públicos	34.776.073.444	89,45%	37.177.495.317	87,85%	2.401.421.873	6,91%
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>3.378.970.850</b>	<b>8,69%</b>	<b>4.097.936.662</b>	<b>9,68%</b>	<b>718.965.812</b>	<b>21,28%</b>
GASTOS	3.590.289.425	9,23%	4.774.889.167	11,28%	1.184.599.742	32,99%
<b>ADMINISTRACIÓN</b>	<b>2.460.513.835</b>	<b>6,33%</b>	<b>3.219.562.233</b>	<b>7,61%</b>	<b>759.048.398</b>	<b>30,85%</b>
SUELDOS Y SALARIOS	403.035.555	1,04%	566.348.941	1,34%	163.313.386	40,52%
CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	72.207.505	0,19%	71.238.695	0,17%	(968.810)	-1,34%
CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	49.993.302	0,13%	64.694.534	0,15%	14.701.232	29,41%
APORTES SOBRE LA NÓMINA	307.500	0,00%	1.596.300	0,00%	1.288.800	419,12%
GENERALES	1.299.222.727	3,34%	1.813.436.928	4,29%	514.214.201	39,58%
IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS	635.747.246	1,64%	702.246.835	1,66%	66.499.589	10,46%
<b>PROVISIONES, AGOTAMIENTO, DEPRECIACIONES Y AMORTI</b>	<b>340.405.708</b>	<b>0,88%</b>	<b>361.608.101</b>	<b>0,85%</b>	<b>21.202.393</b>	<b>6,23%</b>
DEPRECIACIÓN DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	22.570.708	0,06%	24.566.370	0,06%	1.995.662	8,84%
<b>Gastos Operacionales</b>	<b>2.800.919.543</b>	<b>7,20%</b>	<b>3.581.170.334</b>	<b>8,46%</b>	<b>780.250.791</b>	<b>27,86%</b>
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>578.051.307</b>	<b>1,49%</b>	<b>516.766.328</b>	<b>1,22%</b>	<b>(61.284.979)</b>	<b>-10,60%</b>
OTROS INGRESOS	723.552.376	1,86%	1.042.980.895	2,46%	319.428.519	44,15%
OTROS GASTOS	789.369.882	2,03%	1.193.718.833	2,82%	404.348.951	51,22%
INTERESES	595.954.001	1,53%	552.305.674	1,31%	(43.648.327)	-7,32%
FINANCIEROS	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>512.233.801</b>	<b>1,32%</b>	<b>366.028.390</b>	<b>0,86%</b>	<b>(146.205.411)</b>	<b>-28,54%</b>
<b>Utilidad Neta</b>	<b>512.233.801</b>	<b>1,32%</b>	<b>366.028.390</b>	<b>0,86%</b>	<b>(146.205.411)</b>	<b>-28,54%</b>

Fuente: SUI

### 2.3. INDICADORES

El análisis de los indicadores financieros comparativos años 2014 y 2015 se realizó con base en los estados financieros que fueron cargados al SUI por parte del prestador, en donde se pudo evidenciar variaciones significativas que se muestran a continuación:



**Tabla 4**  
Indicador de Rentabilidad 2014 – 2015

De Rentabilidad	Formula	2014	2015
Margen Operacional de Utilidad	$\frac{\text{Utilidad de operación} * 100}{\text{Ingresos de operación}}$	1,52%	1,25%
Margen Neto de Utilidad	$\frac{\text{Utilidad Neta} * 100}{\text{Ingresos de operación}}$	1,34%	0,89%
Rendimiento del Activo	$\frac{\text{Utilidad de Operación} * 100}{\text{Activo Total}}$	1,64%	0,94%
Rendimiento del Patrimonio	$\frac{\text{Utilidad de Operación} * 100}{\text{Patrimonio}}$	3,50%	3,11%

Fuente: SUI

**El margen operacional de utilidad** este indicador presentó una disminución, toda vez que paso de 1.52% para el año 2014 al 1.25% año 2015, esto es producto de los altos Costos generados comparados con los Ingresos Operaciones.

**El margen neto de utilidad** refleja un comportamiento similar, ya que este también va descendiendo de 1.34% en el 2014 al 0.9% en el 2015, llegando al límite de viabilidad financiera, y lejos muy lejos del referente del 28.85%,

**El rendimiento del activo** para las dos últimas vigencias presenta variaciones de 1.64% y 0.94% para los años 2014 y 2015 respectivamente, cifras que indican que a pesar del aumento significativo en la compra de activos como se mencionó anteriormente, estos no generaron el rendimiento esperado.

**El rendimiento del patrimonio** la tendencia de este indicador también es negativa pasando de 3.50% a 3.11% para los años 2014 y 2015.

**Tabla 5**  
Indicador de Liquidez 2014 – 2015

De Liquidez	Formula	2014	2015
Razón Corriente	$\frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$	1,42	0,79
Capital de Trabajo	$\frac{\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente}}{\text{Corriente}}$	6.574.419.807	(6.969.718.046)
Prueba Ácida	$\frac{\text{Activo Corriente} - \text{Inventario}}{\text{Pasivo Corriente}}$	0,33	0,28
Solidez	$\frac{\text{Activo Total}}{\text{Pasivo Total}}$	1,88	1,43

Fuente: SUI

**En la razón corriente**, se observó que en el 2015 disminuyo pasando de 1.42% a 0.79% nivel que supero el límite, teniendo en cuenta que el referente del sector es mínimo del 1.93 lo que denota falta de liquidez indispensable para tener un buen comportamiento que le permita al prestador cumplir con las obligaciones adquiridas a corto plazo.

**El capital de trabajo** arroja cifras negativas de (\$6.969) millones, desde luego el alto nivel de endeudamiento a corto plazo y baja disponibilidad de recursos da como resultado que el prestador no cuente con capital de trabajo para cubrir necesidades de insumos, mano de obra, reposición de activos fijos etc. o cualquier eventualidad que se presente en el ejercicio de la prestación del servicio público.

**Tabla 6**  
Indicador de Actividad 2014 – 2015

De Actividad	Formula	2014	2015
Numero de Días de la Cartera	$\frac{\text{Cuentas por Cobrar} \times 360}{\text{Ventas Netas}}$	54,74	63,12
Rotación de Cartera	$\frac{360}{\text{Numero de Días Cartera}}$	6,58	5,70

Fuente: SUI

**El indicador de cartera**, refleja que el número de días de pago por parte de los usuarios aumentoó, pasando de 54.74 días a 63.12 días, lo que indica que el usuario está pagando la factura del servicio cada dos meses, se hace necesario que el prestador revise las políticas de recuperación de cartera direccionada a generar una mejora en la cultura de pago por parte de los usuarios, y logre llegar a los 46.35 días, del referente del sector, así mismo se evidencia que la rotación de la cartera fue de 5.7 veces, indicador menor al presentado en el 2014.

**Tabla 7**  
Indicador EBITDA

<b>EBITDA</b>	2.546.341.531	2.656.894.776
Margen EBITDA	6,67%	6,44%
Coficiente Operacional	98,48%	98,75%

Fuente: SUI

**EBITDA**, El Ebitda es positivo para el año 2015 fue de \$2.656 millones, presentando un aumento de \$110 millones respecto al año anterior esto debido principalmente al aumento en las ventas del servicio de energía, en cuanto al coeficiente operacional se acerca a una relación 1 a 1, lo que significa que los costos y gastos incurridos por el prestador están ocupando cada vez más el total de ingresos operacionales, de la siguiente manera; la suma de los costos y gastos para el 2015 fueron de \$40.758 millones Versus los Ingresos Operacionales de \$42.318 millones.

Respecto a esta situación la AEGR manifiesta los siguiente: Este desfase entre la generación de ingresos propios limitada por la fórmula tarifaria y la necesidad de inyectar más recursos para atender la mayor demanda de energía ha derivado en el deterioro de los indicadores de rentabilidad, endeudamiento y operacionales, hasta el punto de que mantenerse esta situación se puede prever en el corto plazo serias dificultades en el cumplimiento de las obligaciones operativas y financieras de la empresa.

### 3. ASPECTOS TÉCNICO – OPERATIVOS

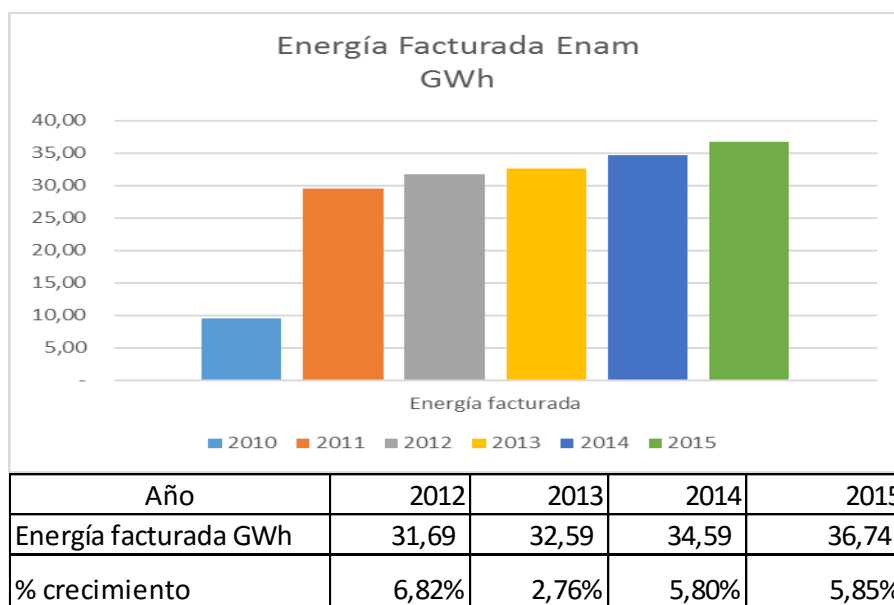
#### 3.1 GENERALIDADES

El municipio de Leticia, capital del departamento de Amazonas, está ubicado al sur oriente del Departamento, con una población de 40.008 habitantes según el censo del DANE de 2005 y proyección DANE a 2011, de los cuales 25.365 habitantes están ubicados en la cabecera municipal y 14.643 están en las áreas rurales del municipio. La población de Leticia representa el 55% del total de la población del departamento.

##### 3.1.1 Evolución de la demanda de energía eléctrica en el mercado Amazonas atendido por ENAM SA ESP.

El mercado de energía en el departamento del Amazonas ha venido creciendo conforme a lo indicado en la siguiente gráfica:

**Figura 6**  
Energía Facturada ENAM



Fuente: SUI

De la gráfica anterior podemos deducir, que la tasa de crecimiento promedio de la demanda es de 5,31% aumentando de 31,69 GWh facturados en el 2012, a 36,74 GWh facturados en 2015.

En el año 2010 la energía facturada correspondió a 9,57 GWh porque ENAM S.A. E.S.P. sólo operó el segundo semestre del año, después de ser adjudicataria de la licitación de la concesión del Área de Servicio Exclusivo del Amazonas, proceso adelantado por el Ministerio de Minas y Energía.

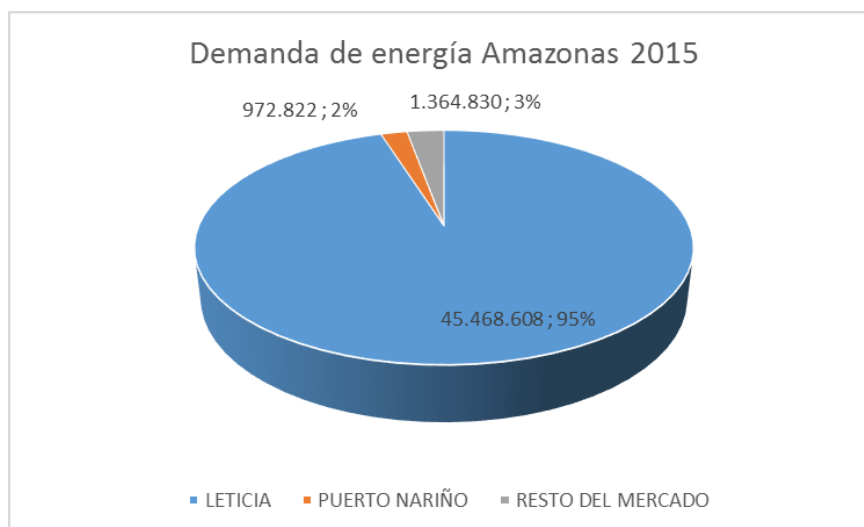
##### 3.1.2 Conformación del mercado de energía eléctrica departamento del Amazonas

El mercado de energía eléctrica del Amazonas es atendido por el prestador ENAM S.A. E.S.P. Este mercado está conformado por la ciudad de Leticia, donde está nucleado su mayor potencial de usuarios, seguido de la cabecera municipal de Puerto

Nariño, las cabeceras de los corregimientos de Tarapacá, Puerto Santander, Puerto Arica, Puerto Alegría, Pacoa, La Pedrera y El Encanto; y 30 localidades distribuidas a lo largo de la geografía departamental. La única cabecera corregimental que no es atendida por ENAM SA ESP es Mirití Paraná, cuyo acceso, se constituye en el mayormente dificultoso, debido a su ubicación geográfica a orillas del río que lleva su mismo nombre.

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de la demanda de energía en el departamento, respecto a su distribución por localidad:

**Figura 7**  
Demanda de Energía Amazonas



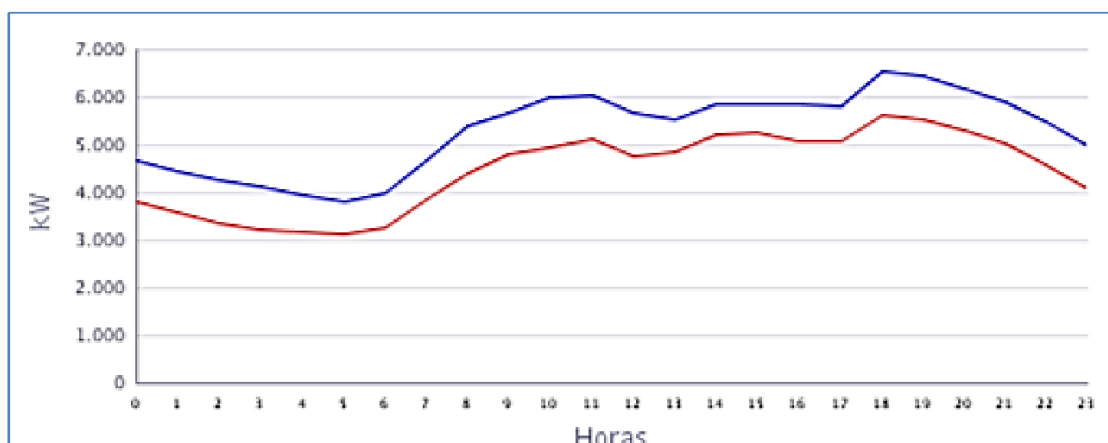
Fuente: SUI, análisis DTGE

En la gráfica anterior podemos apreciar que el mayor demandante de energía eléctrica es Leticia, con un 95,11% de la demanda de energía para el año 2015, seguido de Puerto Nariño que requirió el 2,03% del total de la demanda. Los corregimientos y localidades tienen una participación de la demanda de 2,85%.

### 3.1.3 Curva de carga diaria promedio mensual de Leticia

Para Leticia tenemos que el suministro de energía eléctrica es 24 horas. A continuación, presentamos la curva de carga diaria promedio mensual para Leticia, donde se refleja que la demanda máxima de potencia se presenta a las 18:00 horas y se acerca a los 6.000 kW y la hora valle se presenta a las 5:00 am (la curva correspondiente al año 2015 es la de color rojo y la azul es del 2016).

**Figura 8**  
Curva de Carga Diaria promedio mensual Leticia

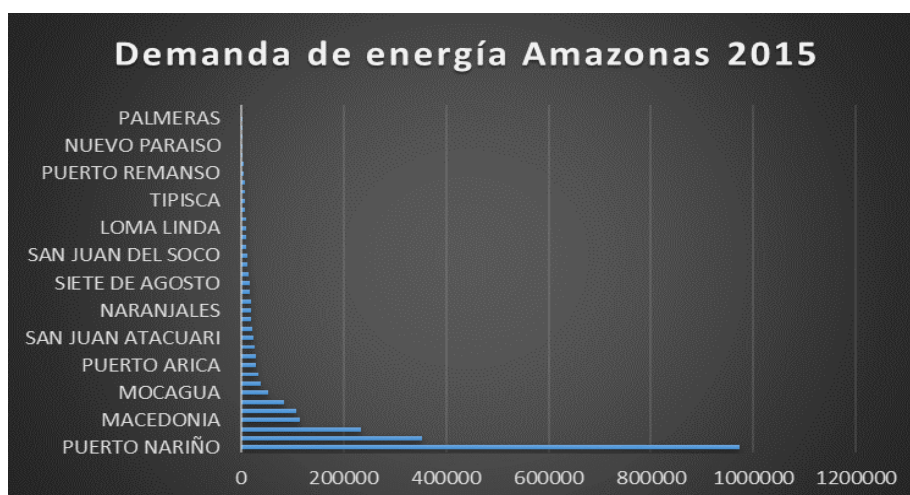


Fuente: CNM – IPSE

### 3.1.4 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica en los corregimientos y localidades del departamento.

A continuación, se presenta la participación de la demanda de cada una de las localidades de del mercado de energía del Amazonas, donde tenemos, que la mayor demanda de energía eléctrica después de las cabeceras municipales, son las comunidades de Macedonia y Mocagua las cuales se ubican geográficamente en la ribera del río Amazonas. En el gráfico presentado, aparecen unas localidades de las cuales sólo Puerto Arica no está ubicada en el margen del Amazonas. Esto se debe a que este sector es el de mayor desarrollo económico del departamento debido al potencial ecoturístico que representa y a la facilidad de acceso, puesto que se puede llegar por vía fluvial desde Leticia y están en el tramo fluvial Leticia – Puerto Nariño.

**Figura 9**  
Demanda de Energía Amazonas 2015



Fuente: SUI

En el corregimiento de Pacoa, en límites con el departamento del Vaupés, hace varios meses que no es posible prestar el servicio de energía eléctrica, debido a la problemática social y de orden público que se presenta en la zona.

Esta información ha sido suministrada a la SSPD por el centro Nacional de Monitoreo del IPSE el cual realiza tele medición de la energía generada en algunas localidades del departamento.

### 3.2 DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA.

El mercado de energía de ENAM S.A. E.S.P. está compuesto por la ciudad de Leticia, el casco urbano del municipio de Puerto Nariño, los corregimientos y localidades, conforme se describe en el numeral anterior. Cada localidad cuenta con un grupo electrógeno que está en capacidad de atender toda la demanda de potencia y energía requerida por sus usuarios.

#### 3.2.1 Leticia.

La ciudad de Leticia, cuenta con una planta de generación diésel conformada, redes de media y baja tensión montada en estructuras de concreto de 8 y 12 metros, que funcionan a 13,2/0,208-0,127 kV; cuentan con medidores de energía para la mayoría de usuarios y su configuración cumple mayoritariamente con las Normas técnicas del IPSE.

#### 3.2.2 Descripción de la Infraestructura de Distribución

El casco urbano del municipio de Leticia, cuenta con un Sistema de Distribución Local conformado por ocho (8) circuitos, de los cuales uno es de reserva y el otro es para consumo propio de la central de generación, para un total de seis (6) circuitos que trabajan a una tensión nominal de 13,2 kV; hacia el sector rural se interconecta con las comunidades de Ronda, Arará y Nazateth, que están ubicadas sobre la ribera del río Amazonas. Estos seis (6) circuitos tienen una extensión correspondiente a los circuitos de media tensión de 99.34 kilómetros, siendo el circuito No 5 el más extenso, con 72,33 kilómetros.

A continuación, se detalla la longitud de cada uno de los circuitos que conforman el SDL del casco urbano de Leticia y comunidades aledañas:

**Tabla 8**  
Longitud de circuitos de media tensión

CIRCUITO	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5	CIRCUITO 6	TOTAL RED MT (KM) APROX
TOTAL RED MEDIA TENSION (Km) APROXIMADO	4,63	5,82	8,87	5,86	72,33	1,83	99,34

Fuente: AEGR – 2015

El sistema de distribución cuenta con transformadores elevadores que en algunos casos son de propiedad de la empresa Sociedad Anónima Energía para el Amazonas - ENAM S.A. E.S.P., y en otras oportunidades, son de propiedad de particulares, conforme a la relación de transformadores por circuito que se presenta a continuación:

**Tabla 9**  
Transformadores de distribución

NUMERO DE TRANSFORMADORES POR CIRCUITOS			
CIRCUITO	ENAM	PARTICULARES	TOTALES
CIRCUITO 1	3	19	22
CIRCUITO 2	24	14	38
CIRCUITO 3	29	32	61
CIRCUITO 4	12	46	58
CIRCUITO 5	66	64	130
CIRCUITO 6	6	3	9
<b>TOTALES</b>	<b>140</b>	<b>178</b>	<b>318</b>

Fuente: AEGR – 2015

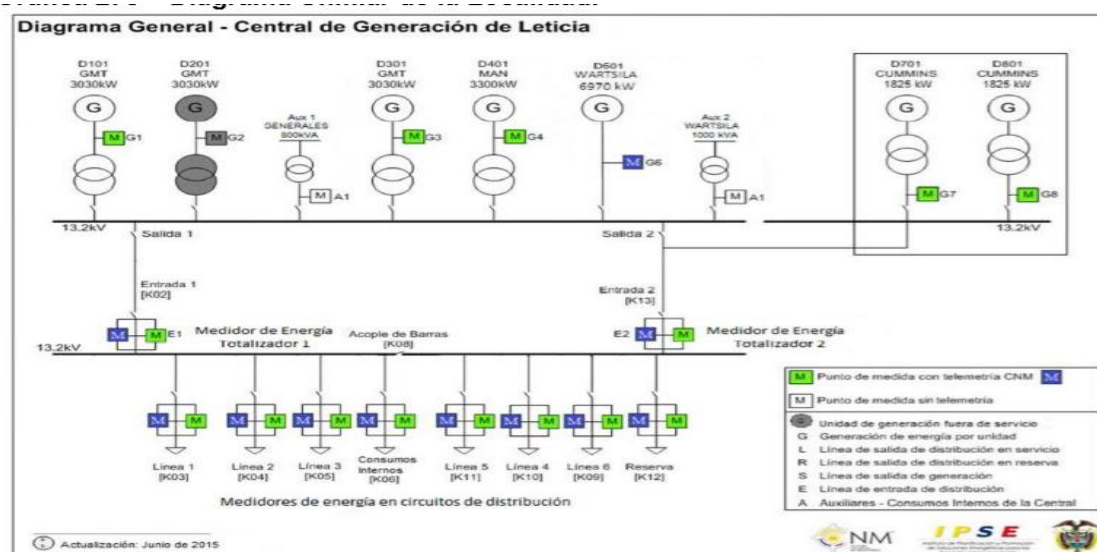
El sistema de distribución del municipio de Leticia cuenta con un total de 6 circuitos, 318 transformadores, de los cuales 140 son de propiedad de la empresa y 178 son de propiedad de particulares.

### 3.2.3. Descripción de la Infraestructura del Parque Generador

El parque generador de Leticia está conformado por siete grupos electrógenos, que a su vez están conectados al mismo número de transformadores elevadores que aumentan el nivel de tensión del usado para generar, hasta 13,2 kV que es la tensión nominal del SDL de Leticia.

Según la figura, los cinco generadores del lado izquierdo están conectadas a un barraje común y los otros dos a un barraje secundario; o sea que tenemos una configuración de doble barraje según se observa en el diagrama unifilar que se presenta a continuación:

**Figura 10**  
Diagrama Unifilar



Fuente: CNM – IPSE

Los grupos electrógenos de la central tienen las siguientes características:

**Tabla 10**  
Características grupos electrógenos

MARCA	No	kV
wartsila	D601	6970
man	D401	3300
GTM	D301	3030
GTM	D201	3030
GTM	D101	3030
CUMMINIS	D701	1825
CUMMINIS	D801	1825
<b>Potencia Total</b>		<b>23010</b>

Fuente: CNM – IPSE

La potencia instalada en el parque generador de Leticia, es suficiente para atender la demanda de la ciudad, conforme a lo reflejado en las potencias de los grupos que están instalados en la actualidad y que se muestran en la tabla anterior.

El parque generador de la ciudad de Leticia está conformado por 7 grupos electrógenos, de los cuales haremos una breve descripción:

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 3.000 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

5. 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 ENAM al auditor externo, Leticia se encuentra interconectada con una población de Perú llamada Santa Rosa, a la cual le vende energía.

El estado general del parque de generación es bueno, al momento de la estructuración del informe según información reportada por funcionarios del IPSE. Para la estructuración de este informe, no se realizó visita, solo se contó con información secundaria y de terceros. 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 MANTENIMIENTO DE REDES Y EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN.

El mantenimiento de las redes y equipos de distribución está enfocado a realizar los siguientes tipos de Mantenimiento:

1. Preventivo. Dirigido a identificar puntos o sectores críticos a partir de inspecciones técnicas y programación de actividades.
2. Mantenimiento correctivo, atención de reportes por Calidad del servicio propias o particulares.
3. Mantenimiento predictivo, mediante el análisis de frecuencia de fallas y utilización de equipos especializados.

Estas actividades de mantenimiento son realizadas por el personal técnico calificado suministrado por la Unión Temporal (empresa de ex trabajadores de la antigua Empresa de Energía del Amazonas, la cual presta el servicio de mantenimiento) UTEN a través del contrato sindical y a través de outsourcing, este personal tiene al día la matrícula profesional que los acredita como Técnicos Electricistas expedida por el CONTE, igualmente acreditan la capacitación en trabajos en altura.

Dentro de la planeación estratégica, la gerencia de distribución programó y ejecuto actividades de mantenimiento entre las que se destacan:

**Tabla 11**  
Programación de mantenimiento de distribución

<b>PRINCIPALES ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION 2015</b>
INSTALAR SPT RECONECTOR LA "Y" EN MT Y BT.
SE CAMBIO CABLE BAJANTE TRAF0 QUE ESTABA QUEMADO, QUEDA CON SERVICIO NORMAL.
DESINSTALACION DE TRAF0 DE 112,5 KVA Y MONTAGE DE TRAF0 75 KVA
SE RELIZO LEVANTAMIENTO DE RED EN BT EN EL TRAF0 606 POSTERIA DE 8 MTS
SE REALIZO PODA Y TALA AUTORIZADA POR COORPOAMAZONIA DE LOS ARBOLES
SE REALIZO LA REVISION Y MANTENIMIENTO DE LA RED EN BT TRAF0 119 KM 4.5, INSTALACION S.P.T
SE RETIRA POSTE DE CONCRETO CUADRADO Y SE INCA POSTE REDONDO DE CONCRETO.
SE REALIZA LA REVISION TECNICA PARA EL TRASLADO DE RECONECTADOR DE LA LINEA 3
SE INSTALO RECOLNECTADOR EN L3 EN CAR 6 N°10 ESQUINA CON SUS DEBIDAS PROTECCIONES
SE REALIZO AMBIO DE FUSIBLE DE 4AMP SE INCLUYE FASE R QUEDANDO CON SERVICIO NORMAL
SE REALIZO LA TENSION PROVOCIONAL RED PARTICULAR TRAF0 NUEVO INSTALADO B/ SAN ANTONIO
SE REALIZO TRASLADO, VESTIDA, E HINCADA DE UN POSTE DE 12MTS Y UNO DE 8 MTS
SE REALIZO HINCADA DE 2 POSTES DE CONCRETO KM8 Y TAKANA.
SE REUBICA RED MT A OTRO POSTE DE 12 MTS.
SE DESISTALO CRUZETA Y SE MONTO O INSTALO CRUZETA DE 2 MTS
SE REALIZO RECONFIGURACION RED MT.
SE REALIZA REMODELACION DE RED BT Y MT
SE REALIZA ADECUACION A LA RED MT A ESTRUCTURA NUEVA 12MTS
SE INSTALA 3 PERCHAS DE 2 PUESTOS 2 CAJAS ABANDONADAS 4 CONECTORES
SE REALIZA RETIRO DE TRAF0 QUEMADO SERIE 368882 Y SE INST. NUEVO SERIE 396907
SE ADECUO TEMplete DE BT Y MT
SE REALIZA ADECUACION DE LA RED BT FASE S
SE REALIZA TENSIONADA DE 3 RETENIDAS BT Y MT
SE INSTALO 5 CRUCETAS 6 CUCHILLAS MONOPOLARES SE HINCO, APLOMO POSTE DE CONCRETO DE 12MTS

Fuente: AEGR – 2015

Según el informe de Auditoría, mediante la revisión de la información reportada por la base de datos del sistema SOFT ENAM, se pudo determinar que se ejecutaron 1.368 actividades de mantenimiento durante el periodo enero – diciembre de 2015. Estas actividades fueron clasificadas por el auditor en mantenimientos correctivos, preventivos, predictivos y podas.

De estos mantenimientos, la mayor parte de ellos correspondieron a mantenimientos preventivos en baja y media tensión con 807 actividades

**Tabla 12**  
Mantenimiento sistemas de distribución

<b>MANTENIMIENTOS SISTEMA DISTRIBUCION</b>	
<b>TIPO DE MANTENIMIENTO</b>	<b>CANTIDAD DE MANTENIMIENTOS</b>
CORRECTIVO BT	51
CORRECTIVO MT	108
PODA	364
PREDICTIVO BT	31
PREDICTIVO MT	7
PREVENTIVO BT	520
PREVENTIVO MT	287
<b>TOTAL</b>	<b>1.368</b>

Fuente: AEGR – 2015

### 3.4 CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en el municipio de Leticia prestado por ENAM S.A. E.S.P., están reflejadas por los niveles de interrupciones del servicio, dados en términos de duración y frecuencia de la cantidad de las interrupciones que se presentan en el sistema de distribución, de conformidad con lo expuesto en el anexo No 5 “Niveles de Prestación del Servicio” del Contrato de Concesión 052 de 2010 suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y el concesionario “Energía Para el Amazonas E.S.P. – ENAM S.A. .E.S.P.”.

El mencionado anexo cita lo siguiente: “.... INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Los parámetros que debe cumplir el concesionario con relación a la calidad del servicio eléctrico son los siguientes:

- 1.1. Continuidad del servicio  
El concesionario deberá prestar el servicio de energía eléctrica en las cabeceras municipales de manera continua las 24 horas del día todos los días del año.
- 1.2. Duración de interrupciones

El concesionario deberá cumplir con un nivel máximo de duración de interrupciones del servicio (DES), dentro de las cuales se excluyen las siguientes:

(...) Las metas de cumplimiento del indicador de duración de interrupciones anuales por circuitos durante la vigencia del contrato son las siguientes:  
años 1 a 5: 39 horas.

(...) para el primer año, los siguientes valores máximos admisibles trimestrales:  
Trimestre 1: 9,75 horas; trimestre 2: 9,75 horas, trimestre 3: 9,75 horas,  
trimestre 4: 9,75 horas

### 1.3 Frecuencia de interrupciones

El concesionario deberá cumplir con una frecuencia máxima de interrupciones (FES). Para efectos de contabilizar el indicador de frecuencia equivalente de interrupciones, se excluirán las interrupciones enumeradas en el numeral 1.2 anterior.

El FESC. se define como la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada uno de los trimestres iniciado el primero (1º) de enero, el primero (1º) de abril, el primero (1º) de julio y el primero (1º) de octubre de cada año, contados a partir de la fecha de inicio de la ejecución, así:

FESC = NTI

La meta aceptable de FESC para un periodo anual es de:

Años 1 a 5: 58.

(...) para el primer año los siguientes valores ,máximos admisibles trimestrales:  
trimestre 1: 14; trimestre 2: 14; trimestre 3: 14; trimestre 4: 16;

INDICADOR - DES: Hace referencia a la duración en tiempo en que un circuito está por fuera de servicio.

Horas interrumpidas: Es el tiempo en horas de las interrupciones de un circuito.

Conforme con la información consignada por el auditor, durante el año 2015, los 6 circuitos estuvieron por fuera del servicio 228 horas, siendo el circuito 4 el que presentó mayor cantidad de tiempo indisponible, reportando un total de 48:01:41 horas, seguida del circuito 5 con 45:51:00 horas.

Del total de las horas que estuvieron indisponibles los activos que conforman los circuitos del sistema de distribución local, 48 horas corresponden a eventos de mantenimientos programados del sistema de distribución; 121 horas corresponden a eventos no programados, dentro de los eventos no programados, se destacan los bloqueos generales del sistema de generación, 8 horas por fuerza mayor y 51 horas por caso fortuito.

Es de destacar que el mes de diciembre fue el mayor pico de indisponibilidades de los activos del sistema, con 62:04:38 horas, siendo el circuito No 4 el que más tiempo estuvo por fuera con 19:40:12.

A continuación, presentamos una lista de eventos ocurridos en la cabecera municipal de Leticia para el año 2015:

**Tabla 13**  
Indicador DES 2015

INDICADOR DES 2015							
FECHA	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5	CIRCUITO 6	TOTAL
<b>ene-14</b>	0:13:55	0:31:55	0:40:49	0:15:22	0:34:00	0:21:15	<b>2:37:16</b>
<b>feb-14</b>	1:21:11	2:17:59	2:08:09	2:36:14	3:16:19	1:32:25	<b>13:10:17</b>
<b>mar-14</b>	2:58:40	3:18:59	2:41:00	2:44:48	4:09:28	3:00:16	<b>18:51:11</b>
<b>abr-14</b>	0:13:11			0:01:11	0:01:32		<b>0:15:54</b>
<b>may-14</b>	0:38:30	0:59:45	0:38:46	1:28:45	1:25:44	1:15:01	<b>6:24:31</b>
<b>jun-14</b>	3:49:54	4:56:29	4:37:03	3:51:50	3:50:37	3:51:13	<b>24:57:06</b>
<b>jul-14</b>	2:53:51	3:28:26	3:32:24	8:44:11	8:48:59	3:29:03	<b>30:56:54</b>
<b>ago-14</b>	4:44:42	2:01:48	4:26:11	2:01:31	2:01:11	2:00:35	<b>17:15:58</b>
<b>sep-14</b>	2:15:05	2:31:16	2:08:18	2:12:45	3:41:18	2:29:50	<b>15:18:32</b>
<b>oct-14</b>	1:12:19	4:53:30	4:40:03	1:16:23	1:41:45	1:41:30	<b>15:25:30</b>
<b>nov-14</b>	2:12:52	3:25:19	4:22:26	3:08:29	5:00:41	3:02:52	<b>21:12:39</b>
<b>dic-14</b>	8:17:43	9:22:45	7:30:43	19:40:12	11:19:26	5:53:49	<b>62:04:38</b>
<b>TOTALES</b>	<b>30:47:53</b>	<b>37:48:11</b>	<b>37:23:52</b>	<b>48:01:41</b>	<b>45:51:00</b>	<b>28:37:49</b>	<b>228:30:26</b>

Fuente: AEGR – 2015

Es importante comparar las horas de indisponibilidad de los activos de distribución para los trimestres de 2015, de conformidad con lo requerido en el anexo 5 del contrato de concesión 052 de 2010 MME – ENAM S.A. E.S.P. (...)

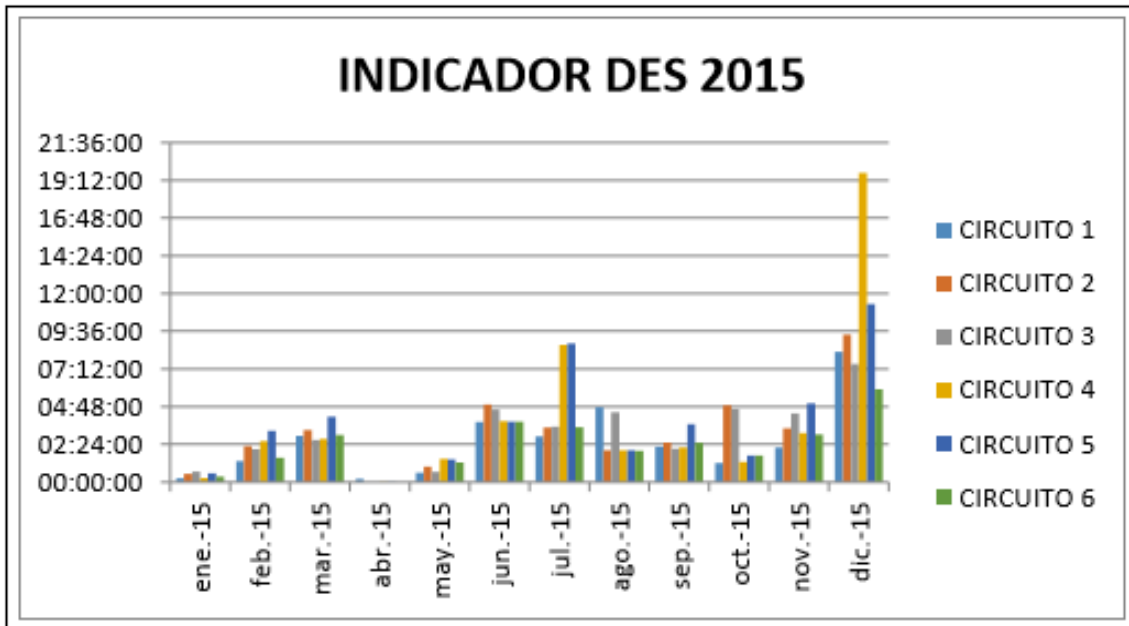
Con fundamento en lo dispuesto en el Anexo 5 del contrato de concesión 052 de 2010 y una vez comparado con la tabla No 13 – Indicador FES 2015 que es tomada del informe de Auditoría Externa de Gestión a Diciembre de 2015 (cuadro 14 – Horas de interrupción del servicio, página 14), se considera importante requerir al prestador acerca de esta situación para que se pronuncie acerca del presunto incumplimiento del Anexo al contrato de Concesión mencionado, sobre todo en los periodos resaltados con negrilla en la siguiente tabla:

**TABLA 14**  
Indicador DES por trimestre 2015

PERIODO	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5	CIRCUITO 6
TRIM 1	04:33:46	06:08:53	05:27:58	05:35:36	07:59:47	04:53:56
TRIM 2	04:41:35	05:58:14	05:15:49	05:21:46	07:27:19	05:06:14
TRIM 3	09:53:38	08:01:30	<b>10:06:53</b>	<b>12:58:27</b>	<b>14:31:28</b>	07:59:28
TRIM 4	<b>11:42:54</b>	<b>17:41:34</b>	<b>16:33:12</b>	<b>00:05:04</b>	<b>18:01:52</b>	<b>10:38:11</b>

Fuente: AEGR 2015

**Figura 11**  
Indicador- DES 2015



Fuente: AEGR – 2015

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, la duración de las salidas de los circuitos en el año 2015 ha presentado un incremento bastante considerable con respecto al año 2014, toda vez que, en el año 2014, los circuitos de distribución estuvieron 93 horas por fuera del servicio, mientras en el 2015 estuvieron 228 horas. Esto demuestra la fragilidad que está presentando el sistema de distribución:

**Tabla 15**  
Comparativo DES 2014-2015

COMPARATIVO DES 2014 - 2015		
FECHA	TOTAL 2014	TOTAL 2015
ene-14	5:25:53	2:37:16
feb-14	4:02:18	13:10:17
mar-14	8:39:40	18:51:11
abr-14	1:45:01	0:15:54
may-14	0:30:57	6:24:31
jun-14	3:18:07	24:57:06
jul-14	11:15:56	30:56:54
ago-14	13:26:09	17:15:58
sep-14	13:26:22	15:18:32
oct-14	23:22:16	15:25:30
nov-14	6:13:04	21:12:39
dic-14	1:41:05	62:04:38
<b>TOTALES</b>	<b>93:06:48</b>	<b>228:30:26</b>

Fuente: AEGR – 2015

## INDICADOR FES

Corresponde al número de interrupciones que se presentan en cada circuito: 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.

Durante el año 2015 los circuitos del sistema de distribución presentaron 393 interrupciones en la prestación del servicio, de las cuales 20 corresponden a los eventos programados, 263 a eventos no programados, 28 a eventos de fuerza mayor y 82 de caso fortuito.

Los circuitos que más interrupciones presentaron fueron el circuito 4 con 68 interrupciones, seguido del circuito 5 con 69 eventos. Las causas de las salidas de los circuitos computables al sistema de generación fueron 158, y las computables al sistema de distribución fueron 235. Dentro de las computables al sistema de generación se destacan los bloqueos generales del sistema de generación, las computables al sistema de distribución se destacan las salidas de los circuitos por fallas externas.

A continuación presentamos la tabla consolidada de eventos por circuito en cada uno de los meses de 2015, la cual se publicó en el Informe de Auditoría Externa de gestión a Diciembre de 2015 de ENAM, así:

**Tabla 16**  
Eventos por circuito

MES	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5	CIRCUITO 6
ENERO	4	6	5	4	6
FEBRERO	14	12	13	17	13
MARZO	8	5	8	5	11
ABRIL			1	1	
MAYO	2	1	3	3	1
JUNIO	6	6	6	5	5
JULIO	5	3	4	4	4
AGOSTO	5	5	5	5	5
SEPTIEMBRE	5	5	4	6	6
OCTUBRE	4	5	4	4	3
NOVIEMBRE	5	5	7	7	7
DICIEMBRE	7	6	8	8	6
Totales	65	59	68	69	67

Fuente: AEGR – 2015

A continuación, presentamos los indicadores FES por trimestre:

**Tabla 17**  
Indicadores FES por trimestre

	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5	CIRCUITO 6
TRIM 1	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>30</b>
TRIM 2	8	7	10	9	6
TRIM 3	<b>15</b>	13	13	<b>15</b>	<b>15</b>
TRIM 4	16	16	<b>19</b>	<b>19</b>	16
TOTAL AÑO	<b>65</b>	<b>59</b>	<b>68</b>	<b>69</b>	<b>67</b>

Fuente: Cálculo realizado con datos extractados del AEGR – 2015

Si comparamos los indicadores reflejados en la tabla anterior, con los parámetros establecidos en el Anexo 5 del contrato de concesión MME – ENAM 052 de 2010, tenemos unos presuntos incumplimientos, de los cuales es importante requerir explicación del prestador, para determinar un posible incumplimiento al contrato.

### 3.5 NIVEL DE PÉRDIDAS

En el presente análisis de las pérdidas acumuladas a 31 de diciembre de 2015, tendremos en cuenta variables como la energía generada y facturada en los municipios de Leticia, Puerto Nariño y las localidades menores, esto con el fin de cuantificar las pérdidas del Departamento del Amazonas.

Dentro de este análisis se hace más énfasis en las pérdidas de energía del municipio de Leticia, toda vez que posee la mayor parte del mercado del Departamento de Amazonas.

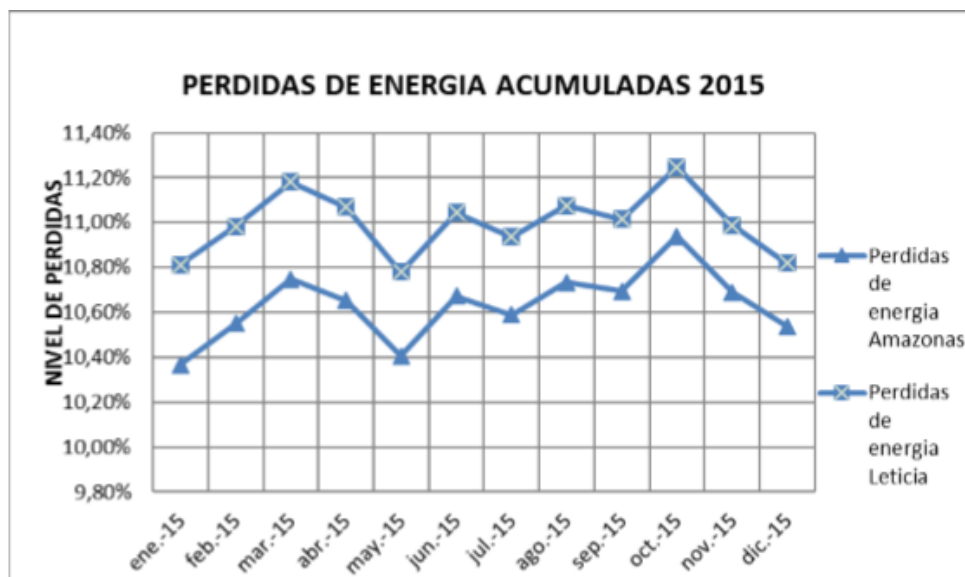
A 31 de diciembre de 2015, la empresa presentó un índice de pérdidas acumulada para el Departamento del Amazonas del 10,54% y para el municipio de Leticia del 10,82%

**Tabla 18**  
Pérdidas de energía 2015

PERDIDAS DE ENERGIA 2015												
MES	Promedio de Energía Entregada Amazonas	Promedio de Ventas Amazonas	Perdidas de energía kWh.	Perdidas de energía Amazonas	promedio energía entregada leticia	promedio energía facturada leticia	Perdidas de energía kWh.	Perdidas de energía Leticia	promedio energía entregada Puerto Nariño	promedio energía facturada Puerto Nariño	Perdidas de energía kWh.	Perdidas de energía puerto Nariño
ene-15	3.653.946	3.275.174	378.772	<b>10,37%</b>	3.471.190	3.095.858	375.331	<b>10,81%</b>	70.353	66.913	3.441	<b>4,89%</b>
feb-15	3.665.084	3.278.404	386.680	<b>10,55%</b>	3.482.901	3.100.393	382.508	<b>10,98%</b>	70.994	66.822	4.172	<b>5,88%</b>
mar-15	3.677.668	3.282.417	395.252	<b>10,75%</b>	3.496.174	3.105.223	390.952	<b>11,18%</b>	70.892	66.592	4.300	<b>6,07%</b>
abr-15	3.687.782	3.294.894	392.888	<b>10,65%</b>	3.504.948	3.117.000	387.948	<b>11,07%</b>	72.060	67.119	4.940	<b>6,86%</b>
may-15	3.695.604	3.311.016	384.588	<b>10,41%</b>	3.511.560	3.133.023	378.537	<b>10,78%</b>	72.921	66.870	6.051	<b>8,30%</b>
jun-15	3.704.648	3.309.265	395.383	<b>10,67%</b>	3.519.983	3.131.218	388.765	<b>11,04%</b>	73.785	67.167	6.618	<b>8,97%</b>
jul-15	3.733.551	3.338.173	395.378	<b>10,59%</b>	3.546.964	3.159.074	387.890	<b>10,94%</b>	74.967	67.479	7.488	<b>9,99%</b>
ago-15	3.761.571	3.357.801	403.769	<b>10,73%</b>	3.573.569	3.177.783	395.786	<b>11,08%</b>	75.926	67.943	7.983	<b>10,51%</b>
sep-15	3.796.806	3.390.790	406.016	<b>10,69%</b>	3.607.684	3.210.315	397.369	<b>11,01%</b>	76.865	68.218	8.647	<b>11,25%</b>
oct-15	3.836.136	3.416.520	419.616	<b>10,94%</b>	3.644.824	3.234.870	409.954	<b>11,25%</b>	78.059	68.397	9.662	<b>12,38%</b>
nov-15	3.864.333	3.451.219	413.114	<b>10,69%</b>	3.671.627	3.268.160	403.467	<b>10,99%</b>	79.018	69.372	9.647	<b>12,21%</b>
dic-15	3.879.307	3.470.554	408.753	<b>10,54%</b>	3.684.850	3.286.196	398.655	<b>10,82%</b>	80.093	69.995	10.098	<b>12,61%</b>

Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

**Figura 12**  
Pérdidas de Energía Acumuladas 2015



Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Durante el año 2015, las pérdidas de energía en el municipio de Leticia presentaron una recuperación de 0,22%, al pasar de 11,04% en el 2014 a 10,82% en el 2015.

Es importante destacar que la meta de pérdidas de energía por distribución de acuerdo al contrato de concesión se fijó en 12,25% y la pérdida de energía en el departamento fue de 10,54%, lo que demuestra que la meta se superó en 1,71%.

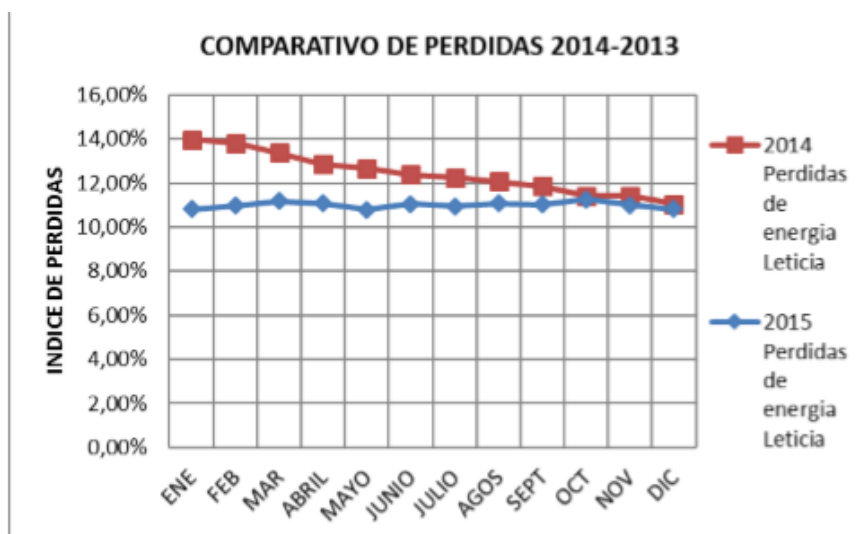
**Tabla 19**  
Comparativo pérdidas de Energía

COMPARATIVO PERDIDAS DE ENERGIA		
MES	2015	2014
	Perdidas de energía Leticia	Perdidas de energía Leticia
ENE	10,81%	13,97%
FEB	10,98%	13,83%
MAR	11,18%	13,37%
ABRIL	11,07%	12,84%
MAYO	10,78%	12,66%
JUNIO	11,04%	12,37%
JULIO	10,94%	12,26%
AGOS	11,08%	12,06%
SEPT	11,01%	11,85%
OCT	11,25%	11,41%
NOV	10,99%	11,42%
DIC	10,82%	11,04%

Fuente: AEGR – 2015



**Figura 13**  
Comparativo de perdidas 2014 -2013



Fuente: Informe de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados - 2015

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

De acuerdo con la información suministrada al SUI, la empresa debe reportar para los periodos del año 2015 y años anteriores, la información concerniente en el marco de la gestión comercial, en cuanto hace referencia a; suscriptores, consumos, facturación, gestión comercial, políticas de mejoras de atención al usuario, recuperación de cartera, relación usuario cliente, entre otros aspectos relevantes.

##### 4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

###### 4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

La Empresa de Energía del Amazonas -ENAM-, atiende los centros poblados de: El Progreso, El Vergel, La Libertad, La Milagrosa, Las Yaguas, Leticia, Loma Linda, Macedonia, Mocagua, Palmeras, Puerto Triunfo, San Martin De Amacayacu, Santa Sofía, Zaragoza.

**Tabla 20**  
**Usuarios por clase de Uso.**  
**Marzo 2016**

Municipio	Centro poblado	Usuario	Usuario	Usuario	Usuario	Usuario	Usuario	Usuarios	Usuarios
		estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6	oficiales	comerciales
LETICIA	EL PROGRESO	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	EL VERGEL	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	LA LIBERTAD	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	LA MILAGROSA	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	LAS YAGUAS	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	LETICIA	2.265	2.710	1.003	441	6	0	102	928
LETICIA	LOMA LINDA	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	MACEDONIA	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	MOCAGUA	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	PALMERAS	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	PUERTO TRIUNFO	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	SAN MARTIN DE AMAC	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	SANTA SOFIA	1	0	0	0	0	0		
LETICIA	ZARAGOZA	1	0	0	0	0	0		

Fuente: SUI.

La información registrada en el SUI, reporta únicamente usuarios para la ciudad de Leticia.

Del anterior cuadro, se muestra a continuación la información obtenida para el municipio de Leticia-Amazonas.

**Tabla 21**  
**Estructura de Mercado**

	Total	Porcentaje
Usuario estrato 1	2.265	30,38
Usuario estrato 2	2.710	36,35
Usuario estrato 3	1.003	13,45
Usuario estrato 4	441	5,92
Usuario estrato 5	6	0,08
Usuario estrato 6	0	0,00
Usuarios oficiales	102	1,37
Usuarios comerciales	928	12,45
<b>Total</b>	<b>7.455</b>	<b>100,00</b>

Fuente: SUI

Del total de clientes el 86.18% está concentrado en el sector residencial y dentro de este el mercado está en la mayor proporción en los estratos 1, 2, y 3, representados en 6.425 usuarios y el restante 13.82%, corresponde al sector No Residencial, a su vez dentro de este el sector, el uso comercial es el de mayor número de usuarios con un 12.45%, representados en 928 usuarios.

## 4.2 NIVELES DE CONSUMO

**Tabla 22**  
Consumo y Facturación.  
Dic 2015.

Centro Poblado	Consumo de energía	% Consumo	Valor de facturación por consumo	% Facturación	Total facturado
EL PROGRESO	504	0,03	485.268	0,05	608.270
EL VERGEL	1.171	0,07	1.127.466	0,13	1.011.790
LA LIBERTAD	979	0,06	942.597	0,10	845.890
LA MILAGROSA	494	0,03	475.629	0,05	598.770
LAS YAGUAS	840	0,05	808.775	0,09	145.430
LETICIA	1.682.250	98,89	883.542.200	97,99	936.471.294
LOMA LINDA	305	0,02	293.655	0,03	561.600
MACEDONIA	1.020	0,06	982.090	0,11	902.280
MOCAGUA	2.800	0,16	2.695.879	0,30	2.419.710
PALMERAS	348	0,02	335.065	0,04	300.920
PUERTO TRIUNFO	723	0,04	696.120	0,08	624.640
SAN MARTIN DE AMAC	4.760	0,28	4.583.002	0,51	824.110
SANTA SOFIA	1.260	0,07	1.213.146	0,13	1.088.860
ZARAGOZA	3.600	0,21	3.466.160	0,38	623.280
Totales	1.701.054	100	901.647.052	100	947.026.844

Fuente: SUI.

En la Tabla anterior se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la ENAM para el año 2015, el 98.89% corresponde al municipio de Leticia, y como vimos en la tabla anterior el mayor consumidor es el sector residencial, y el restante 1.11% corresponde a los centros poblados del departamento.

En el sector no residencial la mayor participación es la del sector comercial. En ese orden de ideas la facturación está directamente relacionada al consumo, lo cual presenta el mismo comportamiento, siendo la ciudad de Leticia la de mayor facturación y dentro de esta se destaca el sector residencial el de mayor demanda.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

**Tabla 23**  
Evaluación de la Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	28,85%	1%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	10,74	4	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46	63	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,23	100	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,93	0,79	No Cumple

Fuente: SUI, análisis DTGE

La empresa no cumple con ninguno de los referentes, teniendo en cuenta el comparativo con la normativa establecida por la Comisión de Regulación para Energía

y Gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, como se puede observar en la tabla anterior.

Respecto a esta situación la AEGR manifiesta lo siguiente: Este desfase entre la generación de ingresos propios limitada por la fórmula tarifaria y la necesidad de inyectar más recursos para atender la mayor demanda de energía ha derivado en el deterioro de los indicadores de rentabilidad, endeudamiento y operacionales, hasta el punto de que mantenerse esta situación se puede prever en el corto plazo serias dificultades en el cumplimiento de las obligaciones operativas y financieras de la empresa.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación, se relacionan dos puntos importantes en los cuales se tiene en cuenta los temas de calidad y oportunidad de la información reportada al SUI. En primer lugar, se presenta las reversiones solicitadas por el prestador durante el periodo 2014-2015. Así mismo, se presentan los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI por el prestador durante el 2014 y 2015.

En consecuencia y con el objetivo de verificar las solicitudes de reversión que ha presentado el prestador ante la SSPD, a través del Sistema Único de Información – SUI se observó que el prestador no ha presentado solicitudes de cambio de información ante la Superservicios, lo cual establece que la información hasta el momento reportada y consignada en las bases de datos SUI por el prestador no ha tenido inconsistencias ni errores que lo motiven a realizar una solicitud de reversión.

Por otro lado, la oportunidad de cargue se evalúa teniendo en cuenta el número de formatos habilitados y el número de formatos certificados por el prestador en cada periodo de cargue de información. Estos indicadores se calculan dependiendo de la periodicidad de reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el número de formatos pendientes y su porcentaje de cargue.

A continuación, se presenta el porcentaje de cargue consolidado anual para todos los formatos habilitados al prestador durante el 2014 y 2015, como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 24**  
Porcentaje de cargue consolidado anual

ID	EMPRESA	AÑO	PORCENTAJE DE CARGUE
23430	ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP	2014	96%
23430	ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP	2015	95%

Fuente: DBSUI

Así mismo, los formatos pendientes para el servicio de Energía del prestador se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 25**  
Formatos pendientes por año

ID	EMPRESA	FORMATO O FORMULARIO	PERIODICIDAD	AÑO	PERIODO	EST
23430	ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP	Informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados año 2015 -PDF Energía	A	2015	1	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2014	1	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2014	2	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2014	3	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2014	4	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2015	1	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2015	2	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2015	3	PENDIENTE
23430	ENAMSAESP_admin	C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas_91001LETICIA	T	2015	4	PENDIENTE

Fuente: DBSUI

En promedio, el prestador cuenta con un porcentaje de cargue del 96% para el 2014 y 95% para 2015, es decir, que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2014 y 2015 el prestador tiene formatos pendientes por cargar al sistema.

Aunque el porcentaje de cargue es bueno, la Superservicios realiza el seguimiento del cargue de información a través de varias herramientas de consulta y estadística para dar cumplimiento y mejorar la oportunidad del cargue de información del prestador. Así mismo, realiza la evaluación de la información cargada por el prestador para identificar tanto la coherencia como la calidad de la misma con el fin de mejorar los procesos de vigilancia que se realizan a través del reporte de información del prestador.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Financiera

- Dentro del análisis financiero realizado a ENAM S.A E.S.P se pudo evidenciar un aumento significativo del nivel de endeudamiento hasta de un 104% para la vigencia 2015, concentrados principalmente en las cuentas Obligaciones Financieras y las Cuentas Por Pagar entre otras, lo que se puede deducir que el prestador ha recurrido a terceros para poder cumplir con los costos que demandan la prestación del servicio de energía en este Departamento.
- El patrimonio del prestador representa el 30 % de los activos, porcentaje preocupante teniendo en cuenta que el restante 70% se concentra en los pasivos,

lo que significa que el incremento de los Activos han sido producto de la deuda con terceros y no de recursos propios, lo que demuestra debilidad financiera y disminución considerable de la capacidad de endeudamiento, lo cual es poco probable inversiones de crecimiento y expansión del servicio público de energía a corto y mediano plazo.

### **Técnicas**

- Se debe requerir al prestador para que explique un posible incumplimiento a los indicadores de calidad DES Y FES (FESC) contemplados en el contrato de concesión No 052 de 2010 suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y ENAM S.A. E.S.P.
- Es muy importante realizar visita técnica operativa por parte de la SSPD para determinar el grado de cumplimiento del RETIE por parte del prestador, en cuanto al SDL y al parque generador de los principales centros poblados del mercado eléctrico que atiende ENAM S.A. E.S.P.

### **Comerciales**

- La Empresa no reporta información, actualizada y suficiente de tal manera que se pueda efectuar un mínimo análisis de los requerimientos de ley 142/94 y normas concordantes.

Proyectó: Soraida Serrano - Profesionales Especializadas DTGE  
Álvaro E Sosa Zárate – Profesional Especializado DTGE  
Oscar Zabaleta – Contratista DTGE  
Héctor Leonardo Garzón – Profesional DTGE

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía (E)  
Mauricio Alberto Ospina Ruiz – Asesor SDEGC

Aprobó: José Fernando Plata Puyana – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible.