

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

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

# EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP

## ANÁLISIS AÑO 2015

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

**EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP** Se constituyó en el año 2003 para desarrollar las actividades de, **comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional**, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$30.010 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Yopal - Departamento de Casanare. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 25 de Junio de 2015.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Mixta
Razón social	Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP
Sigla	Enerca SA ESP
Nombre del gerente	Bayardo Aníbal Santana Gordo
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2004
Mercado que atiende	Departamento de Casanare y Boyacá

Fuente: SUI

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

#### 2.1. Balance General

Gráfica 2.1. Balance General



Fuente: SUI

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
<b>Activo</b>	<b>\$127.096.028.958</b>	<b>\$66.663.573.296</b>	<b>90,65%</b>
Activo Corriente	\$22.840.877.766	\$28.190.500.723	-18,98%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$101.681.090.539	\$33.167.427.359	206,57%
Inversiones	\$558.600.000	\$558.600.000	0,00%
<b>Pasivo</b>	<b>\$18.698.200.907</b>	<b>\$27.703.717.565</b>	<b>-32,51%</b>
Pasivo Corriente	\$15.789.068.765	\$25.674.706.713	-38,50%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$108.397.828.051</b>	<b>\$38.959.855.731</b>	<b>178,23%</b>
Capital Suscrito y Pago	\$98.750.833.834	\$28.677.444.127	244,35%

Fuente SUI cifras en Pesos

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$127.096 millones, presentando un crecimiento significativo de 90,65% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

**Deudores:** A diciembre de 2015 esta cuenta pasa de \$23.520 millones a \$20.297 millones presentando una reducción del 13,70% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior.

La reducción de las cuentas por cobrar está unido al comportamiento de la cuenta otros deudores, a cargo de la disminución presentada por la cuenta 140764 Pago por cuenta de terceros, cuenta que tiene por objeto la distribución que realiza la empresa por unidad de servicio o centro de costos es así como en las notas a los estados financieros la define como:

*“(...) Enerca en cumplimiento de la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre de 2015 (Por la cual actualiza el Plan de contabilidad para empresas prestadoras de Servicios Públicos domiciliarios y el Sistema Unificado de Costos y gastos por actividades que se aplicará a partir de 2006), solo para propósito de reporte de información a la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, especialmente, del reporte del catálogo de cuentas, las cuentas auxiliares 14706401 – Pago por cuenta de terceros y 24901501 – Obligaciones pagadas por terceros, para efectos de conciliar las distribuciones que se realizan por centros de costo de cada Unidad de Negocio, conforme lo requiere la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.”*

*Esta práctica administrativo – contable no impacta los estados financieros de Enerca S.A. ESP, dado que el saldo de la cuenta del activo 14706401 – pago por cuenta de tercero, es exacto al saldo de la cuenta del pasivo 24901501- obligaciones pagados por tercero, Este tratamiento es similar al señalado, en su momento, por la Contaduría General de la Nación para el manejo de las cuentas Principal y subalterna (...)”*

Las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ascienden a \$15.769 millones y de las cuales están provisionadas el 14,7%.

Según notas a los estados financieros los deudores del servicio de energía clasificada como corriente, menor a 360 días, asciende a \$9.061 millones, la cartera vencida mayor a 360 días del servicio de energía fue de \$2.456 millones al cierre del año 2015.

**Propiedad Planta y equipo:** Con una participación a diciembre de 2015 del 80% se posiciona en \$101.681 millones, presentando un aumento del 206,57% con relación al año anterior, explicada por el aporte en activos eléctricos que efectuó el Departamento del Casanare con el objetivo de capitalizar la empresa.

De acuerdo a la Nota 10 a los estados financieros de Propiedad Planta y Equipo dice:

*“(...) Es importante señalar que el Departamento de Casanare a través del Decreto No. 140 del 1 de julio de 2015, efectuó un aporte en especie constituido por activos electrónicos de su propiedad, con el objetivo de capitalizar la Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P.; por valor de \$70.073.389.706. De ahí el incremento de los activos de la empresa (...)”*

En la tabla siguiente se muestra el comportamiento de la propiedad planta y equipo, evidenciando el incremento del año 2015 con el 2014 por efecto de la capitalización

*Tabla 2.2. Propiedad Planta y Equipo*

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y	VALORIZACIONES 2014	VALOR EN LIBROS 2015	VALOR EN LIBROS 2014
Terrenos	\$ 658	\$ 0	\$ 0	\$ 658	\$ 0	\$ 658	\$ 658
Construcciones En Curso	\$ 1.979	\$ 0	\$ 0	\$ 1.979	\$ 0	\$ 1.979	\$ 2.089
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bienes Muebles En Bodega	\$ 108	\$ 0	\$ 0	\$ 108	\$ 0	\$ 108	\$ 575
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 11.135	-\$ 2.396	\$ 0	\$ 8.739	\$ 0	\$ 8.739	\$ 3.147
Redes, Líneas Y Cables	\$ 100.479	-\$ 13.493	\$ 0	\$ 86.987	\$ 0	\$ 86.987	\$ 23.172
Maquinaria Y Equipo	\$ 3.871	-\$ 1.259	\$ 0	\$ 2.611	\$ 0	\$ 2.611	\$ 2.830
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.138	-\$ 838	\$ 0	\$ 300	\$ 0	\$ 300	\$ 393
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 1.800	-\$ 1.683	\$ 0	\$ 116	\$ 0	\$ 116	\$ 42
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 386	-\$ 203	\$ 0	\$ 183	\$ 0	\$ 183	\$ 260
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 121.556</b>	<b>-\$ 19.875</b>	<b>\$ 0</b>	<b>\$ 101.681</b>	<b>\$ 0</b>	<b>\$ 101.681</b>	<b>\$ 33.167</b>

Fuente SUI cifras en millones de pesos

**Con relación al Pasivo** a diciembre 31 de 2015, se ubica en \$18.698 millones, presentando una reducción de 32,51% equivalente a \$9.005 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Cuentas por pagar \$7.612 millones, ii) obligaciones laborales \$264 millones, iii) pasivos estimados y provisiones \$10.788 millones iv) otros pasivos \$32 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por pasivos estimados y provisiones y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 58% y 41% respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los otros acreedores los que representan el valor más significativo de este rubro con el 47%.

A diciembre de 2015 **El patrimonio** presentó un aumento de \$69.437 millones con respecto a diciembre de 2014, posicionándose en \$108.397 millones, este incremento esta evidenciado principalmente en el capital suscrito y pagado de \$70.073 millones, por la capitalización de la empresa efectuada por el Departamento del Casanare.

Es importante resaltar que la utilidad neta del ejercicio de plan contable consolidado de la empresa para el año 2015 fue de \$1.341 millones de pesos.

## 2.2 Estado de Resultados

*Tabla 2.3. Estado de Resultados*

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$158.350.988.816	\$135.184.442.976	17,14%
COSTOS OPERACIONALES	\$147.378.952.981	\$123.850.728.141	19,00%
GASTOS OPERACIONALES	\$10.381.176.034	\$9.110.093.254	13,95%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>\$590.859.801</b>	<b>\$2.223.621.581</b>	<b>-73,43%</b>
OTROS INGRESOS	\$1.200.546.827	\$1.251.991.160	-4,11%
OTROS GASTOS	\$2.066.713.366	\$2.445.206.325	-15,48%
GASTO DE INTERESES	\$152.791.141	\$72.434.268	110,94%
<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>(\$275.306.738)</b>	<b>\$1.030.406.416</b>	<b>-126,72%</b>

Fuente SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$158.350 millones, presentando un aumento del 17,14% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente tabla:



Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 93,1% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 19% con respecto al año 2014, pasando de \$123.850 millones en el 2014 a \$147.378 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$109.189 millones, que a su vez equivalente al 74,09%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$88.167 millones. El comportamiento de las compras de energía es el siguiente:

**Tabla 2.4. Compras de Energía**

CONCEPTO	AÑO 2015	%	AÑO 2014	%
Compras de Energía	88.167.534.202	100,0%	74.810.486.873	100,00%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	71.113.179.867	80,7%	\$ 65.602.715.372	87,69%
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	17.054.354.335	19,3%	\$ 9.207.771.501	12,31%

Fuente: Plan contable del servicio de Energía en pesos

Los gastos a diciembre de 2015 crecieron 7,80%, pasando de \$11.555 millones a \$12.447 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 60%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 23% y (iii) Otros gastos 17%. Los gastos de administración presentaron un mayor valor de \$892 millones, ubicándose en \$12.447 millones a diciembre de 2015, de los cuales \$1.477 millones corresponden a gastos de personal, \$3.558 millones gastos generales y \$2.447 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 crecieron \$1.392 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: (i) Provisiones para deudores \$377 millones, (ii) provisión para para obligaciones fiscales \$2.427 millones, (iii) provisión para contingencias \$24 millones, (iv) depreciación propiedad planta y equipo \$19 millones, (v) amortización de bienes intangibles \$48 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$1.200 millones, desmejorando en \$51 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) financieros \$1.047, ii) extraordinarios \$152 millones; dentro de los ingresos financieros se destacan \$946 millones de recargo por mora.

Los gastos no operacionales ascienden a \$2.066 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 36% y los financieros con el 33%, dentro de estas erogaciones con \$749 millones, \$678 millones, respectivamente

### 2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

El Servicio de energía de Enerca, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda de \$6.872 millones, mejorando con respecto al año anterior \$1.548 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los ingresos; respecto a la utilidad operacional en el 2015, evidencia un decrecimiento con el valor presentado en la vigencia anterior, entre las principales causas se encuentran:

1. Mayor aumento de los costos operacionales con relación a los ingresos operacionales, del rubro de costos se destaca incrementos en mantenimientos de líneas redes y ductos.
2. Aumento de Gastos Operacionales, este incremento principalmente por el mayor valor contabilizado en provisiones para obligaciones fiscales

Con respecto a la pérdida neta del servicio de energía eléctrica para el año 2015 ascendió a \$275 millones, decreciendo el resultado de 2014 en \$1.305 millones, la pérdida neta se encuentra sustentada en menor valor de la utilidad operacional, aunada al incremento de los gastos no operacionales, que superan los ingresos no operacionales, se destaca aumentos en el gasto por intereses

## 2.3. Indicadores

Tabla 2.5. Indicadores

INDICADORES	2015	2014
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,45	1,10
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	42	49
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	3	5
Activo Corriente Sobre Activo Total	17,97%	42,29%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	15%	42%
Patrimonio Sobre Activo	85%	58%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	84%	93%
Cobertura de Intereses – Veces	44,98	73,51
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	\$6.872.981.009	\$5.324.456.498
Margen Operacional	4%	4%
Rentabilidad de Activos	5%	8%
Rentabilidad de Patrimonio	4%	12%

Fuente: SUI

### 2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de 1,45 veces, indicador que presenta un crecimiento de 0,34 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, el resultado de este indicador muestra que la compañía cuenta con 1.45 pesos para respaldar su pasivo corriente, se destaca la disminución de sus obligaciones a corto plazo descendiendo con relación a la vigencia 2014 en 63% equivalente a \$9.885 millones.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar se redujo en 7 días pasando de 49 días en 2014 a 42 días en 2015, mejorando la gestión de cobro; la empresa tarda 3 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 2 días con respecto a 2014.

### 2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es de 15%, evidenciando una reducción del 26.8% con respecto a 2014, cuyo porcentaje era del 42% en el periodo anterior; se evidencia disminución en un porcentaje importante de los rubros del pasivo, es así como las cuentas por pagar, pasivos estimados y provisiones y los otros pasivos redujeron \$2.746 millones, \$3361 millones y \$2.955 millones respectivamente

### 2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue de 4,3%, incrementándose en 0,40% con base al año anterior; Las rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 5% y menos 4% respectivamente al final del ejercicio del año 2015.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

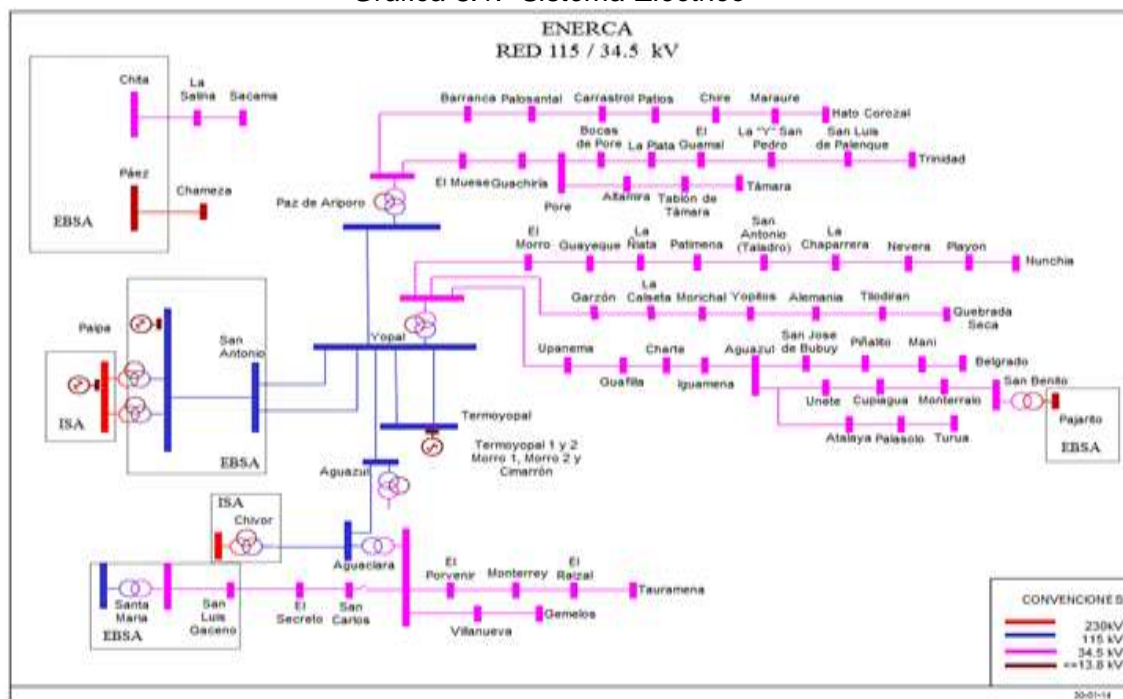
La empresa ENERCA S.A. E.S.P en su infraestructura presenta en su mayoría un sistema radial lo que implica una baja confiabilidad, ya que en caso de falla en alguna parte de su sistema no tiene alternativas para brindar servicio a sus usuarios.

#### 3.1 DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA

El sistema no cuenta con una alimentación directa al STN y se alimenta a 115 KV desde las subestaciones San Antonio de Ebsa, San Luis de Ebsa y Chivor de ISA., en el diagrama unifilar podemos observar la radialidad del sistema y que las únicas subestaciones del sistema de ENERCA S.A.E.S.P que manejan los niveles de 115 KV son: YOPAL, PAZ DE ARIPORO, AGUACLARA Y AGUAZUL, el resto de subestaciones y líneas son a 34,5 KV.

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de ENERCA.

Gráfica 3.1. Sistema Eléctrico



Fuente: Informe AEGR

Dada la extensión del departamento, para efectos operativos y de mantenimiento la empresa tiene divisiones por áreas geográficas en Zona Norte, Zona Sur, Zona Centro y Zona Centro II, en cada una de ellas se cuenta.

#### 3.2 CONTINUIDAD

Los operadores de red que no han podido cumplir con los requisitos para ingresar al esquema de calidad actual siguen regidos por los indicadores establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998, este es el caso de la empresa ENERCA S.A. ESP. Mencionados indicadores son usados para evaluar la calidad del servicio de un operador de red y representan la duración (DES) y frecuencia (FES) de las interrupciones del servicio por circuito.



Por otro lado, la Comisión de Regulación definió en la resolución CREG 113 de 2004 los valores máximos admisibles del DES y FES por año, y dejó a libertad de cada empresa la programación de las metas de cada trimestre +, siempre y cuando la sumatoria de estas mismas no supere el valor anual máximo establecido por grupo de calidad.

Así las cosas, cada empresa deberá reportar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD en el inicio de cada año los valores trimestrales programados, en caso contrario la empresa se acogerá a los siguientes valores anuales por defecto:

Tabla 3.1. Valores anuales por defecto

GRUPO	DES (horas)				FES			
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	2.75	2.75	2.75	2.75	6	6	6	8
2	4.75	4.75	4.75	4.75	11	11	11	11
3	7.25	7.25	7.25	7.25	12	12	12	15
4	9.75	9.75	9.75	9.75	14	14	14	16

Fuente: SSPD

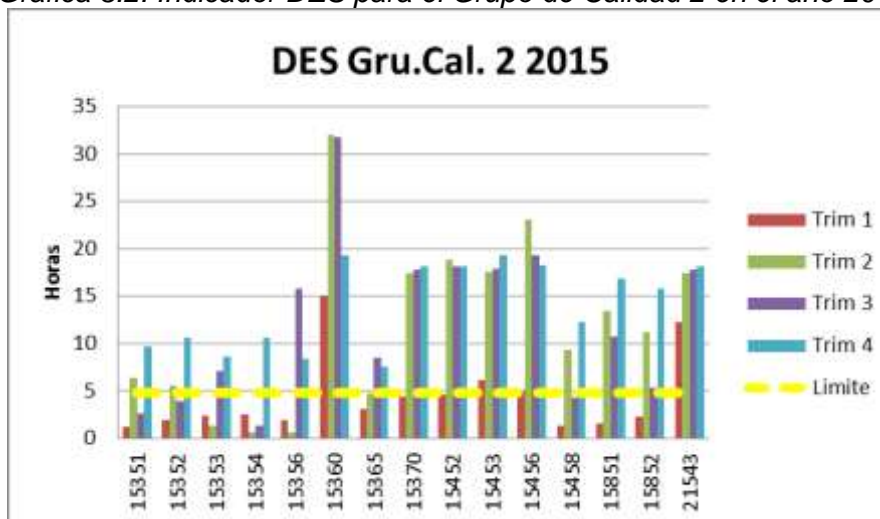
Para el año 2015 ENERCA S.A. ESP., no reportó a la SSPD la información de los valores máximos admisibles del DES y FES, es decir, le aplicaron los valores por defecto indicados en la anterior tabla.

Ahora bien, se realizó análisis de las interrupciones por circuito reportadas por la empresa al Sistema Único de Información durante el año 2015, donde el resultado es el siguiente:

**Para el Grupo de Calidad 1:** La empresa no tiene circuitos que cumplan con el grupo de calidad 1.

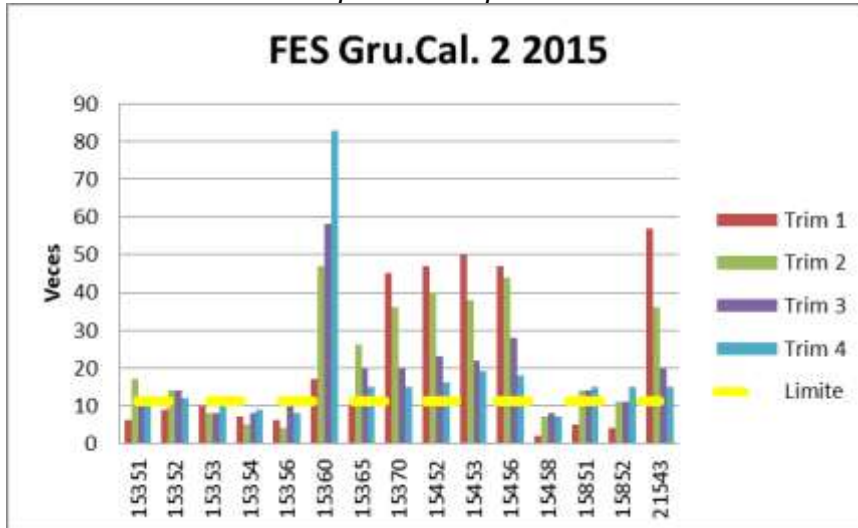
**Para el Grupo de Calidad 2:** Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 68% los valores máximos del DES y el 60% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas:

Gráfica 3.2. Indicador DES para el Grupo de Calidad 2 en el año 2015



Fuente: SUI

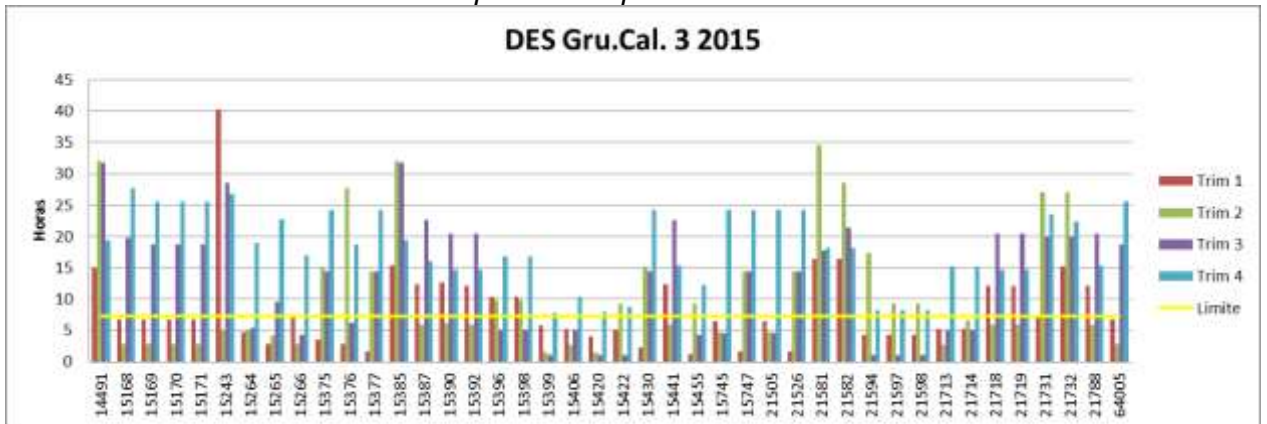
Gráfica 3.3. Indicador FES para el Grupo de Calidad 2 en el año 2015



Fuente: SUI

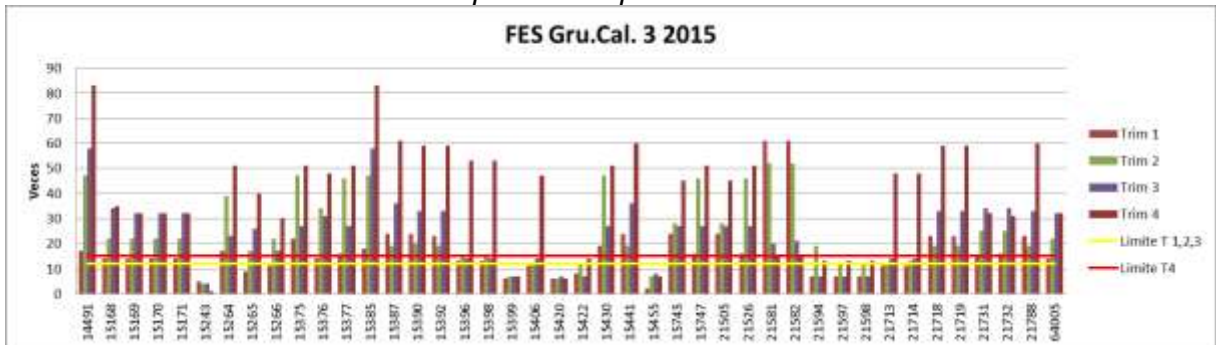
**Para el Grupo de Calidad 3:** Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 61% los valores máximos del DES y el 74% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas:

Gráfica 3.3. Indicador DES para el Grupo de Calidad 3 en el año 2015



Fuente: SUI

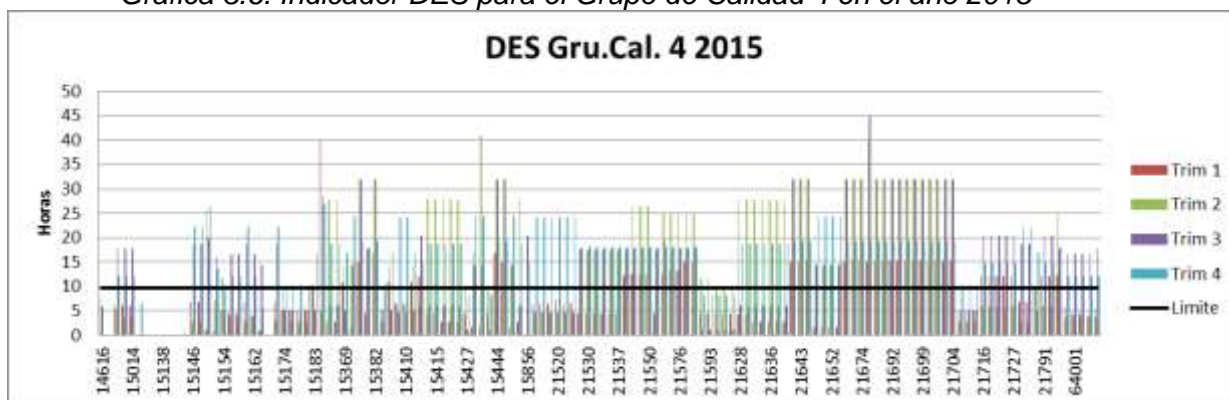
Gráfica 3.5. Indicador FES para el Grupo de Calidad 3 en el año 2015



Fuente: SUI

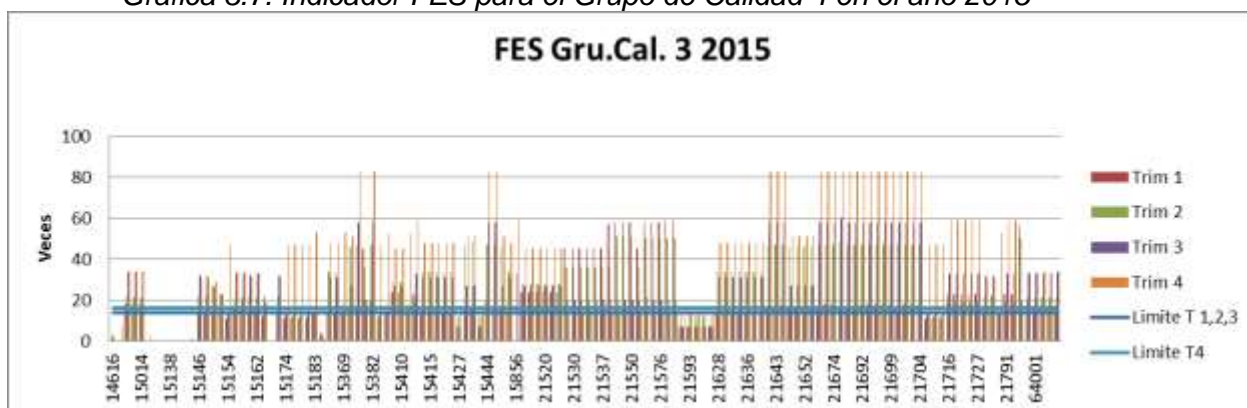
**Para el Grupo de Calidad 4:** Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 59% los valores máximos del DES y el 80% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas.

Gráfica 3.6. Indicador DES para el Grupo de Calidad 4 en el año 2015



Fuente: SUI

Gráfica 3.7. Indicador FES para el Grupo de Calidad 4 en el año 2015



Fuente: SUI

De lo anterior, la empresa presentó incumplimiento de los valores máximos admisibles para varios circuitos en los 4 trimestres del año 2015, por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control correspondientes.

### 3.3 MANTENIMIENTOS

La empresa durante el año de 2015, a manera global programó un total de 2558 actividades de mantenimiento, de las cuales finalmente se ejecutaron 2422, para dar un cumplimiento total del 94 % en los mantenimientos, los cuales estuvieron discriminados de la siguiente manera:

Tabla 3.2. Costos de mantenimiento 2015

Actividad	Costo
Operación y mantenimiento de redes	\$ 6.229.948.382
Reposición de activos	\$ 1.639.201.854,24
Mantenimiento de transformadores	\$ 146.214.230,00
Adquisición de materiales eléctricos para el mantenimiento	\$ 2.463.248.089,36

Fuente: SUI

Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito:

La empresa, informa que hasta el momento se ha ejecutado el Contrato De Obra 011-2010 con una inversión de \$ 599,805,092.00 en su primera fase, además se perfeccionó el Contrato De Obra 037-2011 por \$ 762,797,609.00 el cual se ejecutó en su totalidad, con estos contratos quedó cubierto el 80% de las salidas alimentadoras de 13,8 KV, ya que debido al continuo crecimiento del sistema han entrado en funcionamiento nuevas subestaciones.

Los mantenimientos anteriormente relacionados se componen de actividades realizadas en subestaciones, a sistemas de protecciones, a redes de distribución y a podas en general.

En cuanto al mantenimiento ejecutado por podas, se tiene la siguiente relación:

*Tabla 3.3. Metros de podas por tipo en el año 2015*

METROS DE PODAS POR TIPO EN EL AÑO 2015				
Mes	BT	13,2 KV	34,5 Kv	115 KV
Mayo	4591	17685	8056	0
Junio	75	936	2928	0
Julio	5394	4302	11243	0
Diciembre	2550	1695	2985	0
Totales	12610	24618	25212	0

*Fuente: SUI*

Como recomendación realizada por el AEGR, se tiene que de acuerdo al número de transformadores averiados, es necesario buscar estrategias que garanticen el suministro de transformadores de distribución tanto para el sector urbano como para el sector rural con el fin de garantizar los elementos de reposición ante falla y/o nuevos centros de carga necesarios para mejorar las condiciones de distribución y disminuir los tiempos de desconexión por falla en los equipos. Del mismo modo buscar soluciones para disminuir el número de transformadores averiados.

### **3.4. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO**

La superintendencia de servicios públicos domiciliario (SSPD), mediante la resolución 8505 de 2008, establece las condiciones para el reporte de accidentes de origen eléctrico, a través del Sistema Único de Información - SUI, que tengan como consecuencia la muerte o graves efectos fisiológicos en el cuerpo humano, por parte de los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Dentro de la información de accidentes de origen eléctrico durante 2015 reportada por ENERCA S.A. E.S.P. Se presentaron dos accidentes nivel (4) quemaduras, ninguno de los dos trabajadores se encuentra vinculado directamente debido a que esta clase de trabajo se encuentra tercerizado.

Medidas tomadas:

- Instalación correcta puesta a tierra.
- Reforzar el análisis de riesgos Reforzar al personal en uso adecuado EPP .
- Sensibilizar al personal en el procedimiento interno.

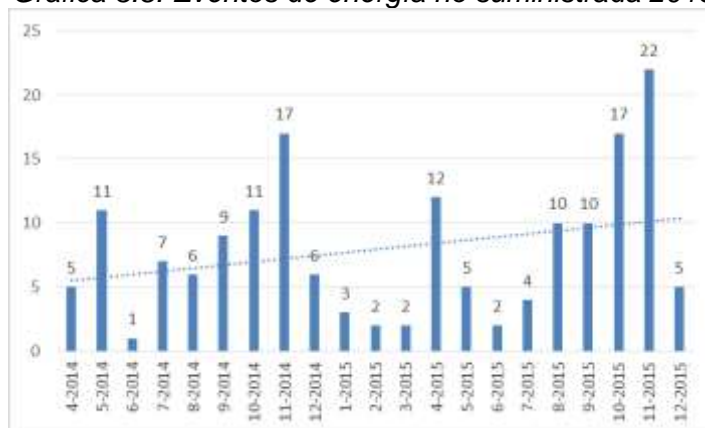
### 3.5. INVERSIONES

ENERCA S.A. E.S.P. para el año 2015, reporto a SUI unos gastos ejecutados a la fecha, en proyectos de inversión de \$83.858.157.469, los proyectos más significativos desarrollado en el año 2015, fueron la Construcción reconfiguración y repotenciación subestación Yopal 115/34,5/13.8 KV. Yopal, el proyecto de la Construcción y repotenciación de redes Yopal, proyecto Construcción, repotenciación red en doble circuito 34. 5/13. 8 Kv Aguazul- Maní. En la **Tabla 3.4** se pueden evidenciar los proyectos de inversión para 2015 por parte de ENERCA S.A. ESP.

### 3.6 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se presentó un total de 94 eventos en el sistema operado por la empresa ENERCA durante el año 2015, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:

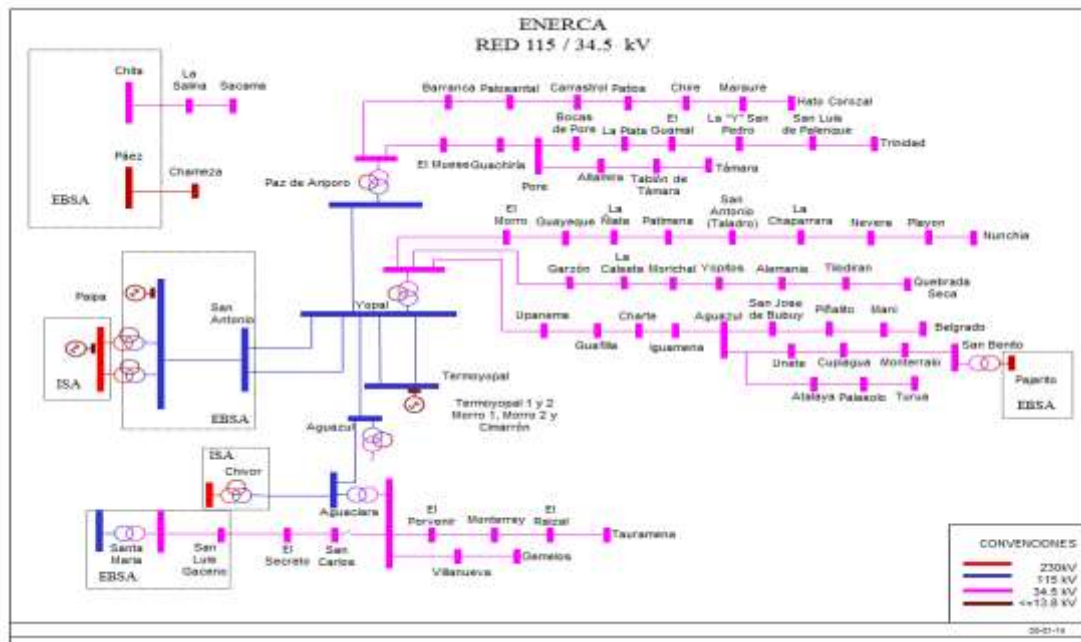
Gráfica 3.8. Eventos de energía no suministrada 2015



Fuente: CND

Al respecto, se observa un aumento en la cantidad de eventos presentados en 2015 respecto del año inmediatamente anterior, en donde según información de XM, se presentaron 73 eventos. Así mismo, en la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de participación de los eventos producidos con mayor frecuencia en los activos respecto el total del sistema, así:

Gráfica 3.9. Porcentaje de participación con mayor frecuencia.



Fuente: XM

De acuerdo con lo expuesto es pertinente evaluar detalladamente las actividades de mantenimiento y tipos de fallas existentes en los activos Yopal-San Antonio, Aguaclara-Chivor y Aguaclara-Aguazul dado que estas líneas presentaron el más alto índice de fallas.

Tabla 3.4. Proyectos de inversión ENERCA S.A. E.S.P.2015

DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
Electrificación rural municipio de Nunchia	Electrificación veredas Redención Macuco Romero Cano Hondo Conchal y Ampliación terminación de Barranquilla Santacruz Plazuelaz Pradera Caucho y Cazadero zona rural municipio de Nunchia en el departamento de Casanare de conformidad con el proyecto BPIN No 0023004470000 FNR 33605	935.000.000	60%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	suspendido temporalmente
Construcción redes eléctricas rurales municipio de Pore	Construcción redes eléctricas de media y baja tensión y subestaciones de distribución veredas Bocas de Pore Caffies Curimina la Macolla Miralindo Regalito y San Rafael municipio de Pore	6.082.656	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	pendiente liquidar certificado retie
ampliación electrificación rural municipio de Trinidad	Electrificación veredas Guasimal Playitas Manirotos los Chocho Santamarta y ampliación de cobertura de redes de media baja tensión y subestaciones de distribución de energía eléctrica a Cano Garza Paso Real de la Soledad San Pedro el Valle y el Banco de la Canada municipio de Paz de Ariporo y Trinidad Casanare	713.480.434	20%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	suspendido temporalmente el avance físico no correspondía
ampliación construcción electrificación Nunchia casanare	Construcción redes de media baja tensión y subestaciones de distribución de energía eléctrica para el área rural Nunchia Casanare Orinoquia	6.682.827.324	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	Se ejecutó sin inconvenientes
ampliación electrificación rural municipio de Orocué	Ampliación De Redes Eléctricas De Media Y Baja Tensiona En Las Veredas Surimena Pradera Guariamena Del Municipio De Orocué	4.368.147.940	80%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Construcción reconfiguración y repotenciación subestación Yopal 115 34 5 13 8kv Yopal Casanare Orinoquia	Construcción Reconfiguración Y Repotenciación Subestación Yopal 115 34 5 13 8 Kv Yopal Casanare	12.424.344.193	80%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución se le realizó una prórroga por dos 2 meses y veinte 20 días

DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
Construcción repotenciación red en doble circuito 34 5 13 8 kv Yopal Morichal Casanare	Construcción repotenciación red en doble circuito 34 5 13 8 kv Yopal Morichal Casanare	2.996.143.406	58%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución se le realizó una prórroga por 45 días
Construcción repotenciación red en doble circuito 34 5 13 8 kv Aguazul Mani	Construcción repotenciación red en doble circuito 34 5 13 8 kv Aguazul Mani	10.835.552.526	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra suspendido para reiniciar el 11 de Enero de 2015
Ampliacion de redes Orocue	Ampliacion de redes electricas de media y baja tension vereda Palmarito del municipio de Orocue Departamento de Casanare	642.106.741	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El proyecto se liquidado con fecha del 18 de Noviembre de 2015
ampliación electrificación rural municipio de Pore	Terminación De La Electrificación En Las Veredas Tazajeras Los Alpes Y Guachiria Pore	1.831.332.277	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado a la espera de firmar actas de liquidación
ampliación electrificación rural municipios de Mani y Yopal	Ampliación de las redes eléctricas de media y baja tensión en las Veredas La Armenia La Consigna La Mapora y Mate Pina Municipio de Mani y las Veredas Gaviotas y La Defensa del Municipio de Yopal Departamento de Casanare	1.281.022.387	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado y Liquidado
ampliación electrificación rural municipios de Yopal aguazul paz de Ariporo tamara y san luis de palenque	Ampliación de redes eléctricas de media y baja tensión en vereda Nocuitos los Mangos Charte la Calceta la Upamena Morichal San Pascual la guafilla barrio llano lindo Yopal los Guadales san Rafael municipio de Aguazul Villa Rosa Tauramena Vereda el Caribe Canaletes Paz de Ariporo vereda Zuquia Tamara vereda Gaviotas San Luis y vereda la Jase Pore departamento de Casanare	772.588.774	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	se ejecutó y liquido
ampliación electrificación rural municipios de Yopal y monterrey	Ampliación de redes corregimiento de Santa Fe de morichal en la vereda Yopitos sectores el Fundo la Florida y Palo Negro vereda la Cabana sector Gloria Marin y Edith Montana y	125.333.405	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	se ejecutó normalmente



DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
	vereda palomas vereda la Alemania sectores la Herradura y las Delicias vereda el Taladro sector los Malabares vereda la Arenosa sectores Yopal vereda barbasco sector villa Sofia monterrey				
construcción redes urbanas urbanización prados del Llano Yopal	Construcción redes eléctricas de media baja tensión y alumbrado público Urbanización Prados del Llano Yopal Casanare Orinoquia	339.355.346	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	se ejecutó normalmente
ampliación electrificación vereda vijagual municipios de pore	Ampliación de redes eléctricas de media y baja tensión vereda Vijagual municipio de Pore departamento de casanare para dar cumplimiento al convenio de cooperación No CM1 007 15	223.660.000	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	pendiente liquidar certificado retie
Ampliación redes en Villanueva	Ampliación De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En La Vereda Puerto Mirian Villanueva	855.798.654	53%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se suspendido
Instalación de redes en Recetor	Instalacion De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En Las Veredas Los Alpes Piaguta Comogo Vijagual San Rafael Cerro Rico Y San Francisco Recetor	3.012.492.456	1%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Ampliación de redes en Hato Corozal	Ampliación De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En Las Veredas Nueva Libertad Manare Llano Grande Las Monas Aricaporo Y Santa Rita Hato Corozal Casanare Orinoquia	1.384.962.646	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra Terminado y Liquidado
Construcción redes Tauramena	Construcción De Redes Eléctricas De Media Y Baja Tension En La Vereda Lagunitas Del Municipio De Tauramena Departamento De Casanare	496.531.769	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado y Liquidado
Construcción y repotenciación de redes Yopal	Construcción Repotenciación Red En Doble Circuito 34 5 13 8 Kv Morichal Algarrobo	11.389.130.086	20%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Construcción y repotenciación de redes Yopal Casanare	Construcción subestación eléctrica Los Heroes 15 MVA 34 5 13 8 KV Yopal Casanare	4.862.950.389	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Ampliación redes Nunchia	Ampliación de redes de media y baja tensión en las veredas barbacoas y primavera del	1.318.356.747	1%	Ampliar la prestación del servicio en el	El Proyecto se encuentra

DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
	municipio de nunchia departamento de casanare			Departamento	suspendido
Ampliación de redes en Pore	Ampliación de redes eléctricas de m t y b t en la vereda Altamira Sector La Leyenda El Fique y La Libertad Pore Casanare Orinoquia	150.396.355	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra Terminado y Liquidado
Ampliación de redes en Villanueva	Ampliación De Redes De Media Y Baja tensión En La Vereda Flor Amarillo En El Municipio De Villanueva Casanare	1.125.983.483	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra suspendido
Mejoramiento y repotencialización de la red eléctrica del Municipio de Sabanalarga	Mejoramiento y repotencialización de la red eléctrica del área Urbana y Centros Poblados del Municipio de Sabanalarga Casanare Orinoquia	2.834.907.535	48%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Construcción de redes de media y baja tensión y subestaciones eléctricas de las veredas del Municipio de Hato Corozal	Construcción de redes de media y baja tensión y subestaciones eléctricas de las veredas La Alemania y Cajaro del Municipio de Hato Corozal Departamento de Casanare	185.839.601	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra Terminado y Liquidado solo el contrato de Obra
Ampliación de la red eléctrica de 34 5 KV para los Municipios de Recetor y Chameza	Ampliación de la red eléctrica de 34 5 KV para los Municipios de Recetor y Chameza y de 13 2 para las Veredas Morgui San rafael Jordan Bajo y Jordan Alto del Municipio de Chameza Departamento de Casanare	4.543.130.063	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Ampliación De Redes Eléctricas Municipio De Yopal Casanare	Ampliación De Redes Eléctricas En La Vereda San Rafael De Morichal Sector Cano Seco Municipio De Yopal Casanare	200.839.541	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra suspendido
Ampliación De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión Del Municipio De Mani	Ampliación De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En El área Rural En Las Veredas Guayanas Y Santa Helena De Cusiva Del Municipio De Mani Departamento De Casanare	326.022.206	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado y liquidado solo el contrato de Obra
Construcción De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En Yopal Y Orocue	Construcción De Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En Diferentes Sectores De Las Veredas Quebrada Seca Mariara Algarrobo Carrizales La Colonia Y La Venturosa De Los Municipios De Yopal Y Orocue Depto De Casanare	2.484.827.672	100%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución

DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
Ampliación De Redes De Media Y Baja tensión Y De Alumbrado Público En El Casco Urbano Del Municipio De Paz De Ariporo	Ampliación De Redes De Media Y Baja tensión Y De Alumbrado Público En El Casco Urbano Del Municipio De Paz De Ariporo Casanare Orinoquia	966.799.185	46%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra suspendido para reiniciar el 01 de Octubre de 2015
ampliación De Redes Electricas De Media Y Baja tensión Del Municipio De Hato Corozal	ampliación De Redes Electricas De Media Y Baja tensión En La Vereda Santa Maria Del Chire Vereda Santa Teresa Y Vereda La Chapa Del Municipio De Hato Corozal Departamento De Casanare	469.686.998	89%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
Construcción Redes Eléctricas Media Y Baja Tensión Municipio De La Salina	Construcción Redes Eléctricas Media Y Baja tensión Veredas La Colorada Sinai Sabanalarga Macueque Quebrada Negra Monte Olivo Y Guivarin Municipio De Sacama Y Veredas Rio Negro Chinivaque Y El Centro Municipio De La Salina	1.770.651.472	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución
ampliación Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión Hato Corozal	ampliación Redes Eléctricas De Media Y Baja tensión En Las Veredas San Rafael Maraure Capilla El Cedral Pueblo Nuevo Y La Manga Municipio De Hato Corozal Casanare	1.301.873.202	0%	Ampliar la prestación del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecución

Fuente: XX

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente al número de suscriptores, los niveles de consumos, oficinas comerciales dispuestas por el prestador, las tarifas, los subsidios y contribuciones, entre otros.

##### 4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

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

Tabla 4.1. Suscriptores clasificados 2015 vs 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	26.957	28,07%	29.044	29,12%	7,74%
Estrato 2	44.256	46,09%	44.520	44,64%	0,60%
Estrato 3	12.912	13,45%	13.463	13,50%	4,27%
Estrato 4	1.831	1,91%	1.956	1,96%	6,83%
Estrato 5	27	0,03%	27	0,03%	0,00%
Estrato 6	11	0,01%	9	0,01%	-18,18%
<b>Total Residencial</b>	<b>85.994</b>	<b>89,55%</b>	<b>89.019</b>	<b>89,26%</b>	<b>3,52%</b>
Industrial	229	0,24%	268	0,27%	17,03%
Comercial	8.380	8,73%	8.939	8,96%	6,67%
Oficial	1.077	1,12%	1.057	1,06%	-1,86%
Otros	348	0,36%	451	0,45%	29,60%
<b>Total No Residencial</b>	<b>10.034</b>	<b>10,45%</b>	<b>10.715</b>	<b>10,74%</b>	<b>6,79%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>96.028</b>	<b>100,00%</b>	<b>99.734</b>	<b>100,00%</b>	<b>3,86%</b>

Fuente: SUI

Para el 2015 la Empresa de Energía de Casanare – Enerca S.A. E.S.P clasificaba sus usuarios por estratos del 1 al 6, Industrial, Comercial, Oficial y otros dependiendo de su actividad.

Se puede observar que para los años en estudio la mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales.

Asimismo, se observa un incremento porcentual en los residenciales y los no residenciales en un 3.52% y 6.79% respectivamente.

La mayor variación porcentual (7.74%) corresponde a usuarios del estrato 1, el cual en el 2014 contaba con 26.957 suscriptores y para el 2015 29.044.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 3.86%, en relación con el 2014.

## 4.2 NIVELES DE CONSUMO

Tabla 4.2. Comparativo consumos 2015 vs 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	43.597.981	14,66%	48.444.139	14,39%	11,12%
Estrato 2	83.308.623	28,00%	87.369.331	25,95%	4,87%
Estrato 3	32.696.458	10,99%	32.451.627	9,64%	-0,75%
Estrato 4	5.627.334	1,89%	5.943.105	1,77%	5,61%
Estrato 5	65.803	N/A	74.754	N/A	N/A
Estrato 6	46.392	N/A	23.154	N/A	N/A
<b>Total Residencial</b>	<b>165.342.591</b>	<b>55,58%</b>	<b>174.306.110</b>	<b>51,78%</b>	<b>5,42%</b>
Industrial	34.233.118	11,51%	37.457.203	11,13%	9,42%
Comercial	62.805.447	21,11%	75.066.383	22,30%	19,52%
Oficial	22.400.930	7,53%	26.805.974	7,96%	19,66%
Otros	12.700.142	4,27%	22.991.318	6,83%	81,03%
<b>Total No Residencial</b>	<b>132.139.637</b>	<b>44,42%</b>	<b>162.320.878</b>	<b>48,22%</b>	<b>22,84%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>297.482.228</b>	<b>100%</b>	<b>336.626.988</b>	<b>100%</b>	<b>13,16%</b>

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 42.66% y 40.35%.

En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 se presentó en el sector comercial e industrial, pasando de un consumo en el 2014 de 97.038.565 kwh a 112.523.586 Kwh en 2015, a pesar de presentar un incremento en el consumo la participación porcentual presenta un decremento es decir, de un 42.66% a un 40.35%.

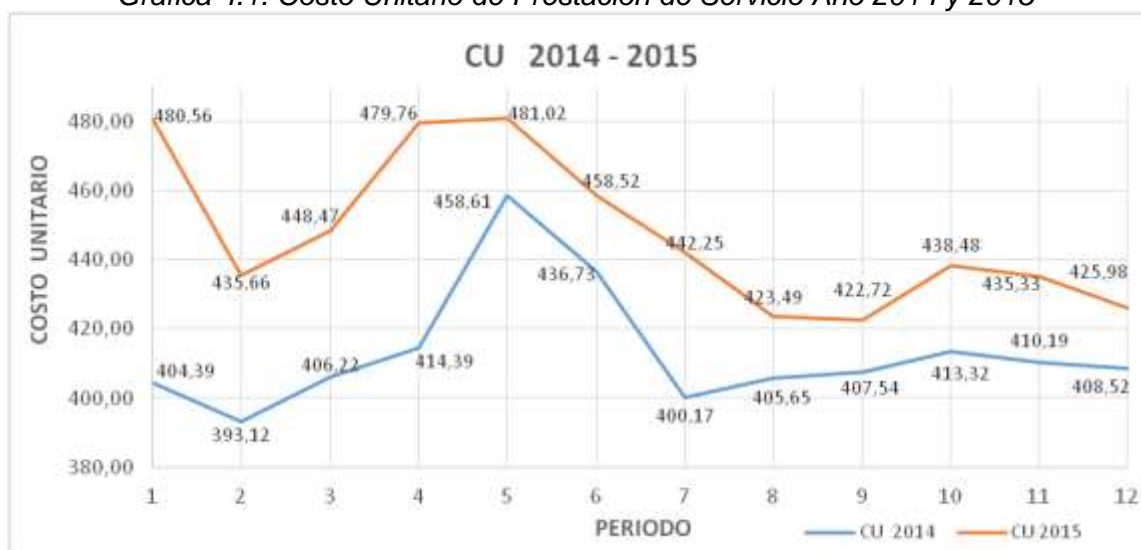
## 4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para enero de 2015 el CU de ENERCA E.S.P., se ubicó en los \$480,56 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$404,39 por kWh, representa un costo del 18,84% más alto entre vigencias.

En la gráfica a continuación se expone un comparativo para los años 2014 y 2015 el comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1. Para el año 2014, el costo unitario promedio anual fue de \$413,24 por kWh y para el año 2015 de \$447,69 por kWh.

Gráfica 4.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2014 y 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	404,39	393,12	406,22	414,39	458,61	436,73	400,17	405,65	407,54	413,32	410,19	408,52
2015	480,56	435,66	448,47	479,76	481,02	458,52	442,25	423,49	422,72	438,48	435,33	425,98

Fuente: Información Publicada por la ESP

A pesar de la tendencia al alza en comparación con el año anterior, durante los primeros 5 meses del año 2015, el comportamiento del CU, mostró fluctuaciones considerables, sin embargo a partir de junio se comienzan presentar disminuciones. En el mes de septiembre, el componente de GENERACIÓN, presenta el costo más bajo del año.

Para la vigencia 2015, la fluctuación del CU de mayor consideración se presentó entre los meses de enero y febrero, con un decremento del 10,31%.

Se presentaron fluctuaciones en el CU durante el 2015, su mayor valor se observó en el mes de mayo \$481.02 / KWh, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue cercana al 38% y 39% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

#### 4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2015

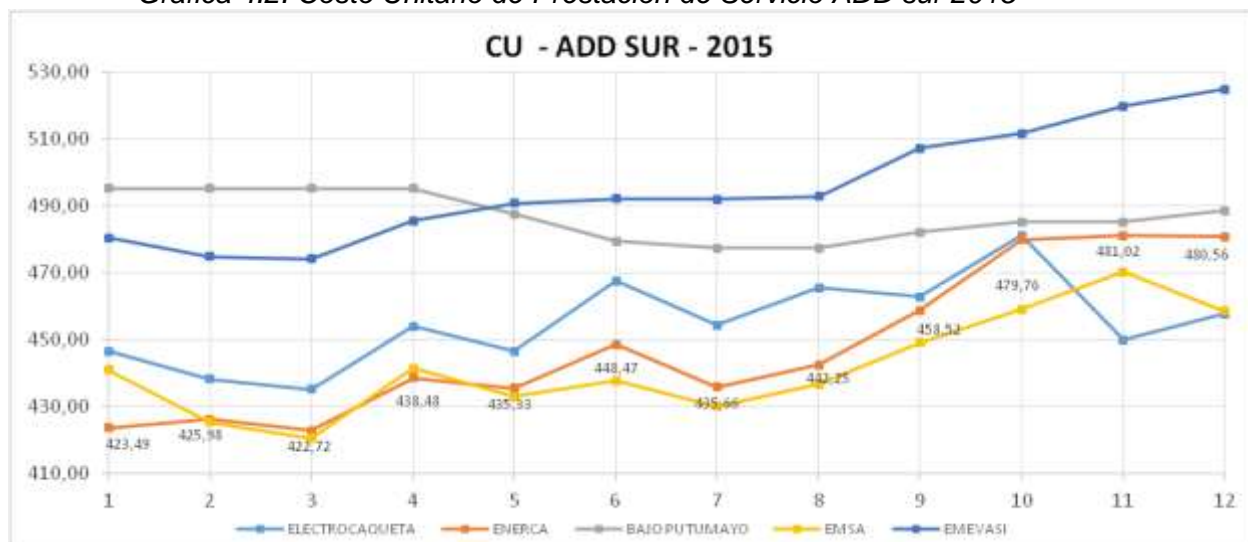
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2015 se observa que el CU de Enerca S.A. E.S.P. se encuentra un poco más abajo a la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD sur, esto es: Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Electrificadora del Meta.

Puede observarse que ENERCA presenta una variación significativa en el mes de octubre, manteniendo una estabilidad en el CU hasta diciembre. En comparación con las empresas del ADD, el costo unitario promedio anual de prestación del servicio de ENERCA se ubica como la segunda más baja con \$447,69 por kWh.

Gráfica 4.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD sur 2015



EMPRESA	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
ELECTROCAQUETA	446,44	438,07	435,06	453,83	446,35	467,33	454,21	465,32	462,71	480,94	449,79	457,58
ENERCA	423,49	425,98	422,72	438,48	435,33	448,47	435,66	442,25	458,52	479,76	481,02	480,56
BAJO PUTUMAYO	495,00	495,00	495,00	495,00	487,48	479,36	477,33	477,31	482,00	485,00	485,00	488,34
EMSA	440,85	425,23	420,44	441,28	432,89	437,58	429,96	436,66	448,94	458,99	470,08	458,48
EMEVASI	480,39	474,73	474,02	485,38	490,57	492,00	491,91	492,65	507,12	511,44	519,57	524,64

Fuente: Información Publicada por la ESP

Realizando un comparativo podemos evidenciar que las empresas que manejan el CU promedio más alto son Emevasi y Bajo Putumayo, lo contrario sucede con Emsa.

Tabla 4.3. Promedio Costos Unitarios CU 2015 ADD Sur

EMPRESA	CU PROM
EMEVASI	495,37
BAJO PUTUMAYO	486,82
ELECTROCAQUETA	454,80
ENERCA	447,69
EMSA	441,78

Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2014 – 2015

El año 2015, se mostró con un escenario complejo para el eslabón de la comercialización y en general del sector eléctrico. Durante la vigencia 2015 el fenómeno del niño afectó considerablemente el nivel de los embalses y por ende aumento de los precios de generación, la declaración de indisponibilidad de generadores térmicos y la potencial medida de racionamiento eléctrico, hicieron del año 2015 un año particular en su comportamiento, comparado con años anteriores que habían mostrado un comportamiento relativamente estable.

En este aparte se expone el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2015, comparado con su comportamiento durante el 2014

##### 4.3.3.1. Componente Generación

El comportamiento del componente de compra de energía, para el 2014 presentó variaciones más fuertes durante los primeros siete meses del año. Se alcanzaron variaciones porcentuales del 24,70% entre abril y mayo pero también caídas del 17,53% entre junio y julio.

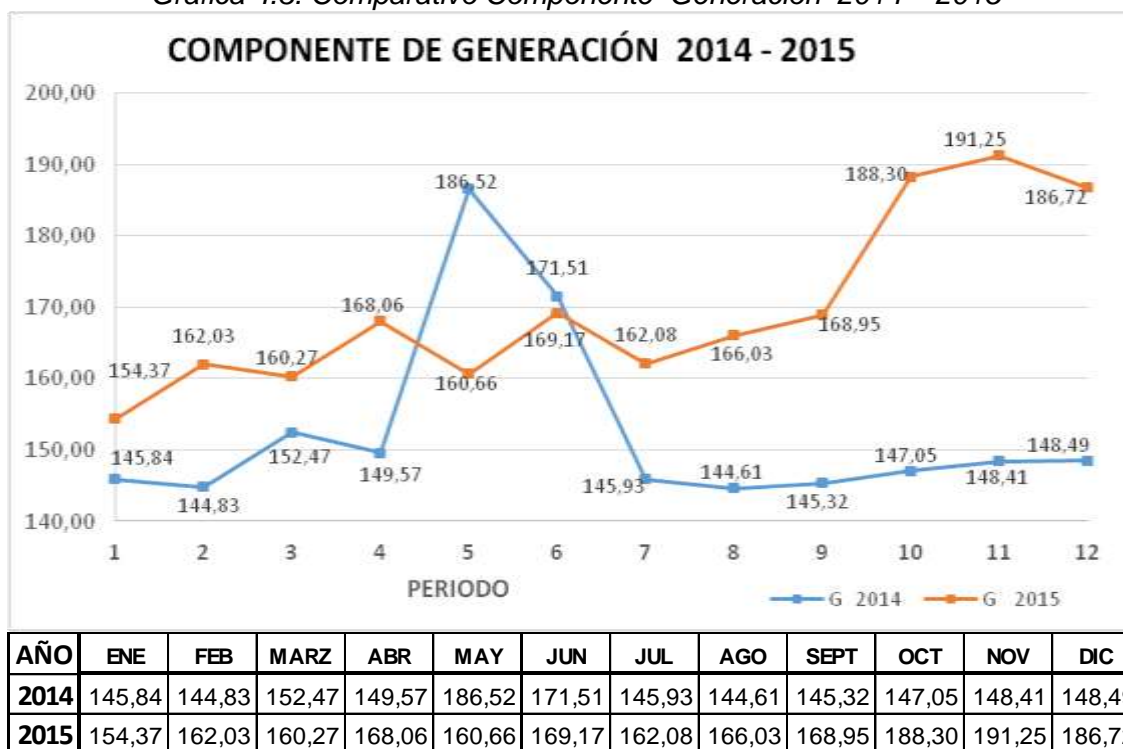
Para el segundo semestre de 2014, las variaciones fueron menores y en promedio fueron estables, con lo que puede suponerse compras más eficientes por parte de ENERCA E.S.P., sin embargo en comparación con el 2015, éste año presentó en promedio variaciones más altas y con tendencia al alza, principalmente a partir del mes de septiembre, donde presenta una variación porcentual de 11,45% en el componente de compra de energía entre septiembre y octubre de 2015.

El costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 152.55 y 169.83 respectivamente, lo que representa una diferencia entre años del 11,33% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario, para el 2015 ocupó casi un 38% de este.



Gráfica 4.3. Comparativo Componente Generación 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	145,84	144,83	152,47	149,57	186,52	171,51	145,93	144,61	145,32	147,05	148,41	148,49
2015	154,37	162,03	160,27	168,06	160,66	169,17	162,08	166,03	168,95	188,30	191,25	186,72

Fuente: Información Publicada por la ESP

El componente de GENERACIÓN, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESP's para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos o en bolsa. El supuesto básico establece que una mayor exposición en bolsa, aumenta el riesgo de suministro de energía debido a la variabilidad de precios.

En el caso de ENERCA E.S.P., se puede evidenciar que las condiciones de compra de energía para el 2014 presentó condiciones más estables a partir de una menor dependencia de los precios de la bolsa y un mayor cubrimiento de compra de energía a partir de contratos bilaterales, lo contrario que ocurre para el 2015, donde la exposición a bolsa es mucho mayor.

El comportamiento comparado de la exposición a bolsa para los años 2014 y 2015 se presenta en el siguiente gráfico:

Tabla 4.4. Porcentaje de exposición en bolsa

EXPOSICIÓN EN BOLSA			
MES	2014	2015	VARIACION
ENE	18,53%	16,52%	-2,02%
FEB	18,53%	22,71%	4,18%
MARZO	2,94%	14,73%	11,80%
ABR	16,18%	14,63%	-1,56%
MAY	7,53%	14,96%	7,43%
JUN	-6,38%	9,84%	16,21%
JUL	-6,58%	11,79%	18,37%
AGO	-4,61%	14,72%	19,34%
SEPT	-0,22%	20,37%	20,59%
OCT	-7,66%	17,48%	25,13%
NOV	2,39%	13,47%	11,08%
DIC	1,27%	12,49%	11,22%

Fuente: XM

### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

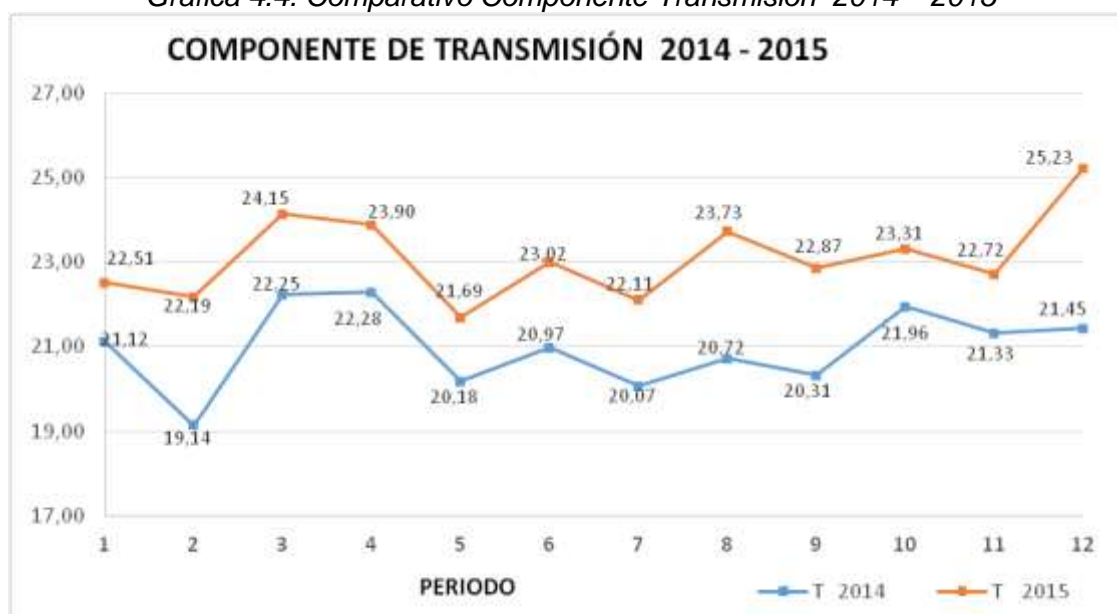
A partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011, en Julio de 2012, el LAC cambio la fecha de publicación de los cargos del STN Y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de TRANSMISIÓN para ENERCA E.S.P., se presentó durante los meses de febrero y marzo, mientras tanto para 2015, entre noviembre y diciembre fue el periodo con mayor variabilidad.

El costo promedio para ENERCA E.S.P., por cargos de TRANSMISIÓN, fueron aproximadamente en promedio de \$20,98 por kWh en el año 2014, frente a 23,12% para el 2015.

La grafica a continuación presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfica 4.4. Comparativo Componente Transmisión 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	21,12	19,14	22,25	22,28	20,18	20,97	20,07	20,72	20,31	21,96	21,33	21,45
2015	22,51	22,19	24,15	23,90	21,69	23,02	22,11	23,73	22,87	23,31	22,72	25,23

Fuente: Información Publicada por la ESP

Al igual que el año 2014, durante el 2015 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable.

El componente de transmisión (T) se traslada de conformidad con la ubicación realizada por el operador del mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado promedio para el 2014 y 2015 de 20.98 \$/kWh y 23.12 \$/kWh respectivamente.

### 4.3.3.3. Componente de Distribución D

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 de mayo de 2011, determinó el Área de Distribución Sur (ADD Sur), de la cual hace parte la Empresa de Energía de Casanare, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

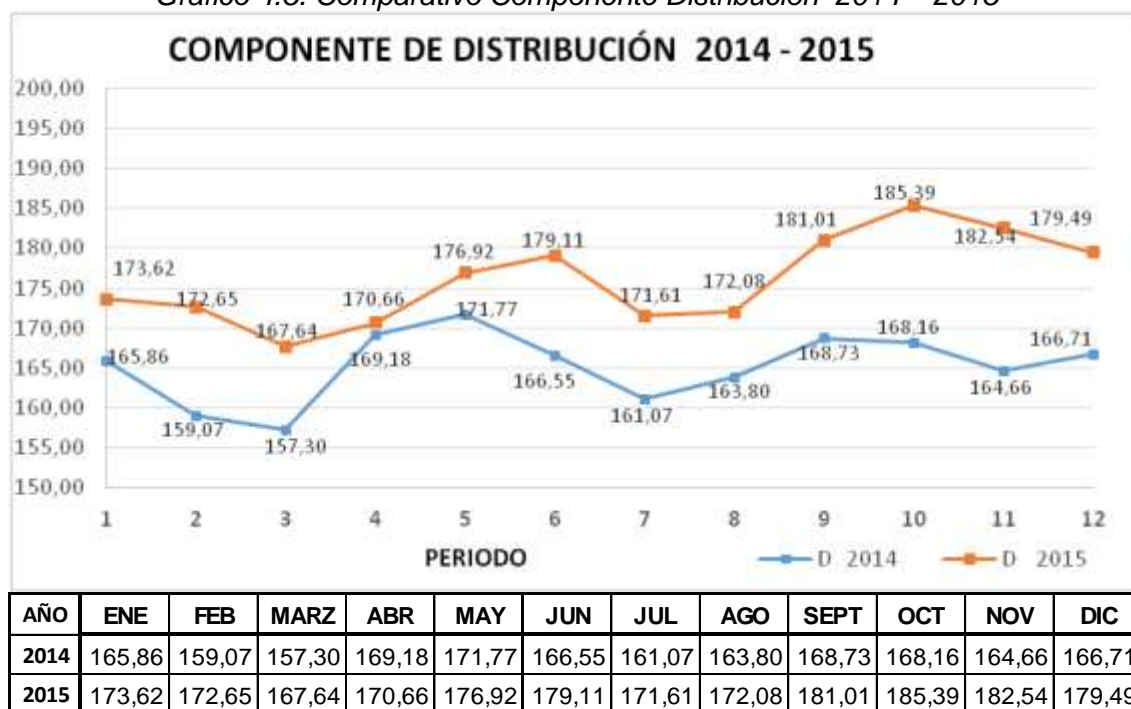
Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Sur, son Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Electrificadora del Meta.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario junto con la generación, para el 2015 ocupó un 39,33% de este.

El costo promedio anual del componente de DISTRIBUCIÓN para ENERCA E.S.P., se ubicó en los \$65,24 por KWh en el año 2014 y \$176,06 por KWh para el 2015.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2015 comparado con su comportamiento durante el 2014.

Gráfico 4.5. Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015



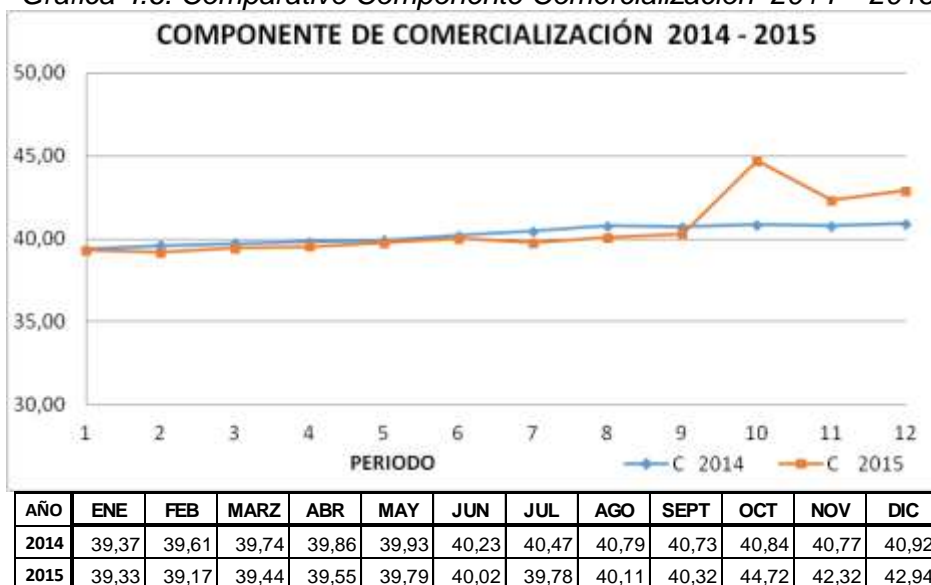
Fuente: Información Publicada por la ESP

### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Realizando un comparativo de 2014 y 2015, se puede observar que se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2014. Se destaca un leve incremento del componente de COMERCIALIZACIÓN entre los meses de octubre y noviembre de 2015.

El promedio anual del componente de COMERCIALIZACIÓN para ENERCA E.S.P., para el año 2014 es de \$40,27 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$40,62 por kWh.

Gráfica 4.6. Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015



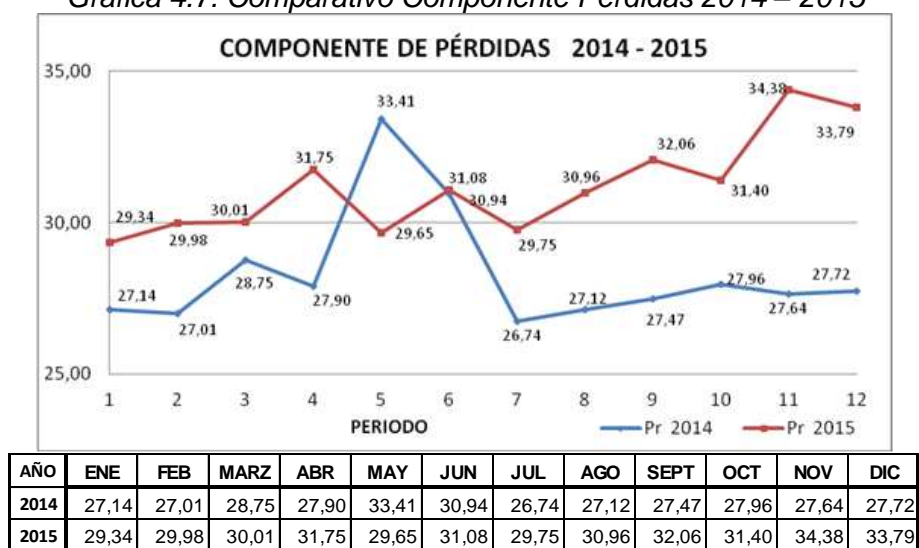
Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Se puede observar en la siguiente gráfica, que para el 2014 se presentaron mayores oscilaciones en este componente en comparación al 2015, sin embargo, el componente de pérdidas promedio en el 2014 fue de 28.32 cercano al del 2015 que fue de 31.18.

Los picos más representativos del año 2015 se presentaron entre los meses de noviembre y diciembre, con una variación positiva del 9,47%.

Gráfica 4.7. Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015



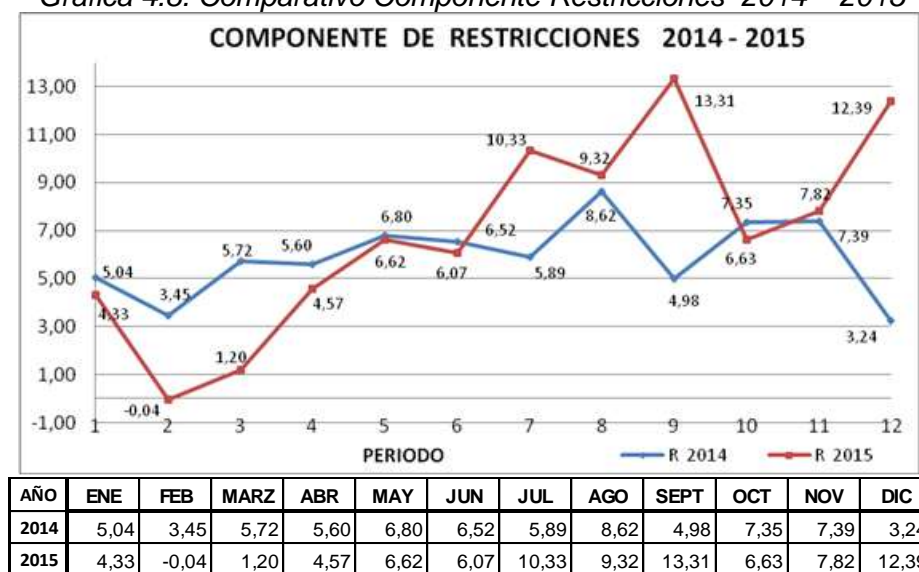
Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

En promedio se pagaron \$5.88 / kWh y \$6.88 / kWh durante el 2014 y 2015 respectivamente.

Gráfica 4.8. Comparativo Componente Restricciones 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	5,04	3,45	5,72	5,60	6,80	6,52	5,89	8,62	4,98	7,35	7,39	3,24
2015	4,33	-0,04	1,20	4,57	6,62	6,07	10,33	9,32	13,31	6,63	7,82	12,39

Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio.

Tabla 4.5. Participación por Componente 2014 – 2015

MES	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV						
1	154,37	36,45%	22,51	5,32%	29,34	6,93%	173,62	41,00%	39,33	9,29%	4,33	1,02%	423,49
2	162,03	38,04%	22,19	5,21%	29,98	7,04%	172,65	40,53%	39,17	9,20%	-0,04	-0,01%	425,98
3	160,27	37,91%	24,15	5,71%	30,01	7,10%	167,64	39,66%	39,44	9,33%	1,20	0,28%	422,72
4	168,06	38,33%	23,90	5,45%	31,75	7,24%	170,66	38,92%	39,55	9,02%	4,57	1,04%	438,48
5	160,66	36,91%	21,69	4,98%	29,65	6,81%	176,92	40,64%	39,79	9,14%	6,62	1,52%	435,33
6	169,17	37,72%	23,02	5,13%	31,08	6,93%	179,11	39,94%	40,02	8,92%	6,07	1,35%	448,47
7	162,08	37,20%	22,11	5,07%	29,75	6,83%	171,61	39,39%	39,78	9,13%	10,33	2,37%	435,66
8	166,03	37,54%	23,73	5,37%	30,96	7,00%	172,08	38,91%	40,11	9,07%	9,32	2,11%	442,25
9	168,95	36,85%	22,87	4,99%	32,06	6,99%	181,01	39,48%	40,32	8,79%	13,31	2,90%	458,52
10	188,30	39,25%	23,31	4,86%	31,40	6,55%	185,39	38,64%	44,72	9,32%	6,63	1,38%	479,76
11	191,25	39,76%	22,72	4,72%	34,38	7,15%	182,54	37,95%	42,32	8,80%	7,82	1,63%	481,02
12	186,72	38,86%	25,23	5,25%	33,79	7,03%	179,49	37,35%	42,94	8,94%	12,39	2,58%	480,56
PROM	169,83	37,93%	23,12	5,16%	31,18	6,96%	176,06	39,33%	40,63	9,07%	6,88	1,54%	447,69

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

Más del 77% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año. Por otra parte, el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU alrededor del 1.5%, presenta una mayor variación durante el año.

#### 4.3.4. Evolución de las tarifas 2015

Las tarifas analizadas corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el 2014 y 2015, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por la Empresa de Energía de Casanare a cada estrato durante el año 2015; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 423,49 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 186,46 \$/kWh.

Gráfica 4.9. Tarifas mensuales por estrato 2015



2015	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EST. 1	186,46	187,66	189,82	190,93	191,95	192,46	192,66	193,02	193,96	195,34	196,67	197,85
EST. 2	233,07	234,57	237,28	238,66	239,94	240,57	240,83	241,28	242,44	244,18	245,84	247,32
EST. 3	359,97	362,09	359,31	372,71	370,03	381,20	370,31	375,91	389,74	407,80	408,87	408,48
EST. 4	423,49	425,98	422,72	438,48	435,33	448,47	435,66	442,25	458,52	479,76	481,02	480,56

Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.5. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

En la siguiente tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2014 y 2015, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

*Tabla 4.6. Comparativo Subsidios y Contribuciones 2014 - 2015*

ESTRATO	2014	2015	VARIACION	Particip.
Estrato 1	8.023.856.035 (\$)	9.891.680.844 (\$)	1.867.824.809 (\$)	40,88%
Estrato 2	11.110.619.863 (\$)	13.022.461.477 (\$)	1.911.841.614 (\$)	53,82%
Estrato 3	1.168.451.130 (\$)	1.283.846.313 (\$)	115.395.183 (\$)	5,31%
<b>Total Subsidios</b>	<b>20.302.927.028 (\$)</b>	<b>24.197.988.634 (\$)</b>	<b>3.895.061.606 (\$)</b>	<b>100%</b>
Estrato 4	(\$)	(\$)8.220.504	8.220.504 (\$)	0,02%
Estrato 5	(\$)21.538.641	(\$)6.494.286	-15.044.355 (\$)	0,01%
Estrato 6	(\$)6.676.911	(\$)908.256	-5.768.655 (\$)	0,00%
Industrial	(\$)1.403.835.883	(\$)4.006.340.728	2.602.504.845 (\$)	8,81%
Comercial	(\$)12.191.195.275	(\$)40.235.600.555	28.044.405.280 (\$)	88,50%
Oficial	(\$)14.114.922	(\$)16.214.987	2.100.065 (\$)	0,04%
Provisional	(\$)370.071.701	(\$)1.190.167.460	820.095.759 (\$)	2,62%
Alumbrado Publico	(\$)1.888.733	(\$)	-1.888.733 (\$)	0,00%
Areas Comunes	(\$)9.556	(\$)	-9.556 (\$)	0,00%
Industrial Bombeo	(\$)91.914.900	(\$)	-91.914.900 (\$)	0,00%
<b>Total Contribuciones</b>	<b>(\$)14.101.246.522</b>	<b>(\$)45.463.946.776</b>	<b>31.362.700.254 (\$)</b>	<b>100%</b>
<b>Deficit/Superavit</b>	<b>-6.201.680.506 (\$)</b>	<b>21.265.958.142 (\$)</b>	<b>27.467.638.648 (\$)</b>	

*Fuente: SUI - Calculos DTGE*

Para el 2014 el comportamiento del balance fue deficitario en los usuarios regulados, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente

Para el 2015 el comportamiento del balance fue superavitario, a pesar de que los subsidios aumentaron, el incremento que tuvieron las contribuciones fue mucho mayor especialmente para los sectores provisional y comercial en 220% y 230% respectivamente.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador en el 2014 fue \$6.201 millones y para el 2015 arrojó un superávit de \$21.265 millones.

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a los \$24.197 millones, de los cuales el 41% a los usuarios del estrato 1 (\$9.891 millones), casi el 54% a los del estrato 2 (\$13.022 millones) y por último el 5% (\$1.283 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$45.463 millones los cuales fueron en su mayoría (88.5%) del sector comercial (\$40.235 millones), el sector industrial representa cerca del 9% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el superavit fue de \$21.265.958.142 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$24.197 millones y recaudar un total de \$45.463 millones por concepto de contribución.

#### 4.4 FACTURACIÓN

Tabla 4.7. Comparativo Valor Consumos 2015 Vs. 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	\$ 17.795.031.734	15,263%	\$ 24.142.428.000	16,356%	35,67%
Estrato 2	\$ 34.134.302.497	29,277%	\$ 40.191.186.441	27,229%	17,74%
Estrato 3	\$ 13.386.705.983	11,482%	\$ 14.869.289.955	10,074%	11,08%
Estrato 4	\$ 2.258.897.384	1,937%	\$ 2.587.903.974	1,753%	14,56%
Estrato 5	\$ 26.824.092	0,023%	\$ 32.462.140	0,022%	21,02%
Estrato 6	\$ 18.947.168	0,016%	\$ 4.439.199	0,003%	-76,57%
<b>Total Residencial</b>	<b>\$ 67.620.708.858</b>	<b>57,999%</b>	<b>\$ 81.827.709.709</b>	<b>55,438%</b>	<b>21,01%</b>
Industrial	\$ 10.926.256.634	9,372%	\$ 14.392.494.346	9,751%	31,72%
Comercial	\$ 24.999.667.518	21,443%	\$ 31.903.552.074	21,615%	27,62%
Oficial	\$ 8.280.163.668	7,102%	\$ 10.148.170.104	6,875%	22,56%
Otros	\$ 4.762.100.475	4,085%	\$ 9.330.273.921	6,321%	95,93%
<b>Total No Residencial</b>	<b>\$ 48.968.188.295</b>	<b>42,001%</b>	<b>\$ 65.774.490.445</b>	<b>44,562%</b>	<b>34,32%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 116.588.897.153</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 147.602.200.154</b>	<b>100%</b>	<b>26,60%</b>

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor ingreso facturado se genera en los estratos 1 y 2 ocupando un 44.54% y 43.59% para el 2014 y el 2015 respectivamente.

Por otra parte en el sector no residencial se destaca el uso comercial e industrial por tener mayor valor de consumo para el 2014 \$35.925.924.152 y para el 2015 \$46.296.046.420.

#### 4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura emitida por ENERCA S.A. ESP de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.8. Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.	Cumple
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple



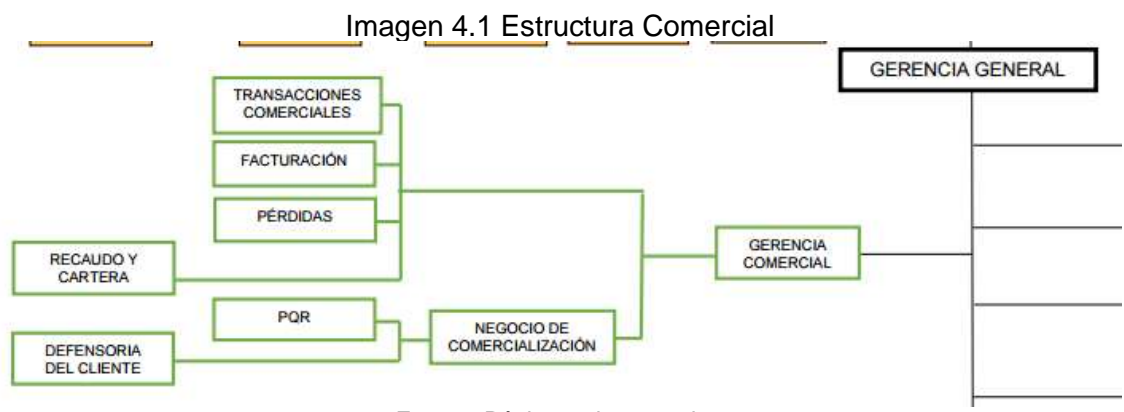
	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

La factura revisada que suministra ENERCA S.A. ESP permite identificar los requerimientos mínimos exigidos por la regulación vigente, cumpliendo así la misma.

Adicionalmente, es importante resaltar que en las facturas suministradas por la empresa (15688306 – 15669606 - 15688681), se puede evidenciar la ausencia de la propiedad de los equipos.

#### 4.6. ATENCIÓN COMERCIAL



Fuente: Página web prestador.

Se verificaron aspectos como las zonas en las cuales hace presencia la compañía con la disposición de oficinas comerciales o puntos de atención, trámite y respuestas, tiempos y calidad de la atención.

Enerca cuenta con una página Web con links como pse, opv (oficinas de pago virtual), atención al usuario (atención en línea, PQR y líneas de atención) lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica y demás información de interés.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número (8) 634 46 80 o 018000910182, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día.

La empresa en su página web cuenta con el link: “chat y atención en línea”, el cual no está en funcionamiento.

En la Página Web ENERCA S.A, se encuentra el Link: <http://www.enerca.com.co/Security/Client/Login.aspx> mediante el cual los ciudadanos pueden hacer uso de sus derechos al realizar solicitudes, quejas o reclamos a la Entidad en línea.

#### 4.6.1. Aviso de Interrupciones

Al respecto la empresa cuenta con una planificación de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados, en su página web se encuentran dos links llamado “Últimas noticias” y “Cortes de energía” donde se encuentra la programación mes a mes, se adjunta como evidencia.

Imagen 4.2. Avisos de desconexiones programadas

The image shows a screenshot of the ENERCA website's 'Calendario de eventos' (Calendar of events) section. On the left, there is a 'Cortes de energía' (Power outages) calendar for May 2016, with a red circle highlighting the 24th. Below it is the 'Últimas Noticias' (Latest News) section, featuring articles about 'ENERCA REALIZA GESTIÓN ANTE' (ENERCA performs management in front of) dated May 22, 2016, and 'MANTENIMIENTO Y REPOTENCIACIÓN EN' (Maintenance and repowering in) dated May 29, 2016. The main part of the screenshot is a table titled 'Eventos para 2016' (Events for 2016) with the following content:

Eventos para 2016	
Enero 2016	<p><b>ENERCA REALIZARÁ TRABAJOS REQUERIDOS PARA EL PROYECTO DE REPOTENCIACIÓN, DOMINGO 24 DE 6 A 2 DE LA TARDE.</b> por <i>press</i> : DEFAULT</p> <p><b>DESARROLLO DEL PROYECTO (ampliación circuito Morichal)</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>DESARROLLO DEL PROYECTO (Ampliación circuito Morichal)</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>DESARROLLO DEL PROYECTO (ampliación circuito Morichal)</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p>
Febrero 2016	<p><b>MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA REDES DE MEDIA TENSION</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN LA RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSION EN AGUAZUL.</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA REDES DE MEDIA TENSION</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>SE SUSPENDERÁ POR UNAS HORAS SERVICIO DE GAS DOMICILIARIO EN ALGUNAS VEREDAS DE LOS MUNICIPIOS DE YOPAL Y AGUAZUL</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p>
Marzo 2016	<p><b>CAMBIO DE CORTACIRCUITOS EN MAL ESTADO EN TRANSFORMADOR ARRANQUE URBANO DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p> <p><b>MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA REDES DE MEDIA TENSION MUNICIPIO DE YOPAL</b> por Esta dirección de correo electrónico está siendo protegida contra los robots de spam. Necesita tener JavaScript habilitado para poder verlo. : DEFAULT</p>

Fuente: Página web empresa

#### 4.6.2. Distribución de zonas de prestación del servicio y centros de atención

El área de influencia de la empresa es el departamento de Casanare, cuenta con la oficina principal en la capital del departamento, y oficinas de atención a usuarios en los siete (10) Municipios, distribuidas así:

Tabla 4.9. – Oficinas de Atención al Usuario

Puntos de Atención	
1	Yopal
2	Aguazul
3	Tauramena
4	Monterrey
5	Villanueva
6	Paz de Ariporo
7	Maní
8	Trinidad
9	Sabanalarga
10	Orocúe

Fuente: Página Web Empresa

Es importante además agregar, que se cuenta con puntos especializados para recaudo de facturas como Super Giros, Exito, Baloto, entidades bancarias como Banco Agrario, Av. villas, Caja Social, BBVA, Davivienda y de Bogota

#### 4.6.3. Proceso de atención a clientes

El proceso de atención en las oficinas comerciales, se basa en los requerimientos y peticiones de los clientes, principalmente, sobre la prestación del servicio público domiciliario de energía y la prestación de servicios asociados.

Una vez el cliente ingresa al centro de servicios, espera ser llamado en sala. Llamado el Cliente, para ser atendido por el asesor, éste recepciona la solicitud y gestiona de manera integral la misma y después de adelantar el trámite pertinente, dar por finalizada la atención.

#### 4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

Tabla 4.10. – Comparativo PQR's 2014 vs 2015 por causales

CAUSALES	2.014	2.015	VARIACION
Aforo o inconformidad con el aforo	181	84	-97
Alto consumo	7.656	10.524	2.868
Cobros inoportunos	1.475	3.318	1.843
Cobros por servicios no prestados	437	605	168
Dirección Incorrecta	99	37	-62
Cobro múltiple	273	12	-261
Entrega y oportunidad de la factura	430	443	13
Error de lectura	1.936	1.643	-293
Falla en la prestación de servicio	337	520	183
Cobro de otros cargos de la empresa	125	408	283
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	47	21	-26
Calidad del servicio	310	739	429
Estrato	1.000	1.489	489
Subsidios y Contribuciones	508	360	-148
Tarifa cobrada	30	24	-6
Tasas e impuestos	3	2	-1
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	510	1.616	1.106
Relacionada con cobros por promedios	185	620	435
Medidor o cuenta cruzada	81	38	-43
Pago sin abono a cuenta	1.525	1.597	72
Solidaridad	39	18	-21
Condiciones de seguridad o riesgo	663	386	-277
Revisiones a las instalaciones y medidor del usuario	6.007	3.772	-2.235
Cambio de medidor o equipo de medida	1.298	482	-816
normalización del servicio	25	14	-11
Suspensión por mutuo acuerdo	153	192	39
Terminación de contrato	424	73	-351
Otras inconformidades	3.743	4.876	1.133
<b>TOTAL</b>	<b>29.500</b>	<b>33.913</b>	<b>4.413</b>

Fuente: SUI

Las principales causales de PQR's en el 2.014 fueron alto consumo y revisiones a las instalaciones y medidor del usuario con 7.656 y 6.007 respectivamente, correspondiendo estas a casi el 47% del total.

Las causales menos recurrentes en este periodo son tasas e impuestos y normalización del servicio.

Las principales causales de PQR's en el 2.015 fueron alto consumo, otras inconformidades y revisiones a las instalaciones y medidor o equipo de medida con 10.524, 4.876 y 3.772 respectivamente, las cuales equivalen a casi el 57% del total. Las causales menos recurrentes en este periodo son tasas e impuestos y cobro múltiple.

Tabla 4.11. Tiempos de respuesta PQR's

Tiempo	2014	2.015
≤ 15 Días	4.616	5.590
> 15 Días	1.316	2.090
> 60 Días	448	534
> 200 Días	289	68
N	22.831	25.631
<b>Total</b>	<b>29.500</b>	<b>33.913</b>

Fuente: SUI

Por otra parte, según la información adquirida del SUI la prestadora presentó demora en el tiempo de respuesta en el 2014 y 2015 de aproximadamente 2.053 y 2.692 PQR, incumpliendo con los términos establecidos por ley para atender en forma oportuna dichos reclamos, evidenciándose una presunta violación al debido proceso.

#### 4.8. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

Tabla 4.12. Comparativo Demanda 2014 - 2015

ESTRATO	2014	PARTICIP.	2015	PARTICIP.	VARIACIÓN	% VARIACIÓN
Estrato 1	43.597.981	26,37%	48.444.139	27,79%	4.846.158	11,12%
Estrato 2	83.308.623	50,39%	87.369.331	50,12%	4.060.708	4,87%
Estrato 3	32.696.458	19,77%	32.451.627	18,62%	(244.831)	-0,75%
Estrato 4	5.627.334	3,40%	5.943.105	3,41%	315.771	5,61%
Estrato 5	65.803	0,04%	74.754	0,04%	8.951	13,60%
Estrato 6	46.392	0,03%	23.154	0,01%	(23.238)	-50,09%
<b>Total Residencial</b>	<b>165.342.591</b>	<b>100%</b>	<b>174.306.110</b>	<b>100%</b>	<b>8.963.519</b>	<b>5,42%</b>
Industrial	34.233.118	25,91%	37.457.203	23,08%	3.224.085	9,42%
Comercial	62.805.447	47,53%	75.066.383	46,25%	12.260.936	19,52%
Oficial	22.400.930	16,95%	26.805.974	16,51%	4.405.044	19,66%
Provisional	3.836.460	2,90%	5.553.351	3,42%	1.716.891	44,75%
Alumbrado Publico	5.606.101	4,24%	15.622.448	9,62%	10.016.347	178,67%
Areas Comunes	1.049.392	0,79%	1.815.519	1,12%	766.127	73,01%
Industrial Bombeo	2.208.189	1,67%	-	0,00%	(2.208.189)	-100,00%
<b>Total No Resid.</b>	<b>132.139.637</b>	<b>100%</b>	<b>162.320.878</b>	<b>100%</b>	<b>30.181.241</b>	<b>22,84%</b>
<b>TOTAL DEMANDA</b>	<b>297.482.228</b>		<b>336.626.988</b>		<b>39.144.760</b>	<b>13,16%</b>

Fuente: SUI

Se puede observar que para los años en estudio la mayor concentración de demanda se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales.

Asimismo, se observa un incremento porcentual en los residenciales y los no residenciales en un 5,42% y 22,84% respectivamente.

La mayor variación porcentual (178,67%) corresponde a alumbrado público, el cual en el 2014 contaba con una demanda de 5.606.101 y para el 2015 de 15.622.448.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en la demanda, correspondiente a un 13,16%, en relación con el 2014.

#### 4.9. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

Tabla 4.13. Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENERCA S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Si Cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y	Res CREG 108/97, art 27°	No Cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENERCA S.A. ESP
	otros conceptos		
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	No Cumple

Fuente: Verificación DTGE

#### 4.10. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Tabla 4.14. Verificación cumplimiento información publicada en página web

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1	<b>Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53.</b> Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	Cumple
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

#### 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1. Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13,38%	4,34%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	21,80	44,98	Si cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	45,96	41,55	Si cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24,93	2,68	Si cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	1,45	Si cumple

Fuente: SUI

La empresa no cumple con uno de los referentes establecidos para el mercado (Margen Operacional), según 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.

Con relación a los cálculos de los indicadores de gestión presentados por el auditor externo se encuentran diferencias en su resultado, al respecto se la Dirección técnica de gestión de energía se encuentra adelantando las actuaciones necesarias para la aclaración de estas diferencias.

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

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador ENERCA S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

En la siguiente tabla se presenta las solicitudes de reversiones del prestador durante el año 2014-2015. Las reversiones son solicitudes de cambio de la información previamente cargada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información - SUI. Cada solicitud de reversión indica que el prestador ha cometido un error en el reporte de información en algún formato, ya sea comercial, técnico o financiero y debe ser modificada para garantizar la calidad y oportunidad de la misma.

*Tabla 6.1. Solicitudes de reversiones*

<b>Id. Solicitud</b>	<b>Fecha de Creación</b>	<b>Estado</b>
1220	10/02/2014	TRAMITADA
1881	04/07/2014	TRAMITADA
2011	11/07/2014	TRAMITADA
2347	15/08/2014	TRAMITADA
3026	12/11/2014	TRAMITADA
3514	16/02/2015	TRAMITADA
3558	20/02/2015	TRAMITADA
7571	22/07/2015	TRAMITADA
8231	15/08/2015	TRAMITADA
8691	03/09/2015	TRAMITADA

*Fuente DBSUI*

Como se muestra en la tabla anterior, durante los años 2014 y 2015 se tramitaron y se aprobaron 10 reversiones, 5 para cada año. El estado en la que se encuentran es “tramitado”, es decir que fueron aprobadas las solicitudes presentadas por el prestador y actualmente se encuentra la nueva información cargada y certificada en el sistema SUI. En la siguiente tabla se detalla los formatos y las fechas de modificación de información.



Tabla 6.2. Formatos y fechas de modificación de información

Formato	Año	Periodo	Cod. Formato
FORMATO 1 - 3370 ENERCA SA ESP	2013	11	1410
Formulario A1 - NIF: Preguntas para Clasificación del Grupo y Generales	2014	1	999
Formulario A3 - NIF: Preguntas Grupo 2 -PYMES	2014	1	999
Formulario B - NIF: Plan de Implementación NIF Anual	2014	1	999
COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2010	1	795
COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2008	1	795
COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2009	1	795
COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2011	1	795
Comercializadores dentro del Mercado	2014	4	
FORMATO 5	2014	10	442
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - ALIMENTADORES	2014	10	1025
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - ALIMENTADORES	2014	12	1025
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2014	10	1026
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2014	12	1026
FORMATO 5	2014	10	442
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - ALIMENTADORES	2014	10	1025
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - ALIMENTADORES	2014	12	1025
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2014	10	1026
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2014	12	1026
FORMATO 1 - 3370 ENERCA SA ESP	2014	12	1410

Fuente: DBSUI

Con respecto a la oportunidad de carga, esta se mide teniendo en cuenta el número de formatos habilitados y el número de formatos certificados por el prestador en cada periodo de carga de información. Estos indicadores se calculan dependiendo de la periodicidad del reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el número de formatos pendientes y su porcentaje de carga.

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de carga de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo

del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI.

*Tabla 6.3. Oportunidad del cargue de información*

Topico	Formato/Formulario	Año	MENSUAL	ANUAL	TRIMESTRAL	SEMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	453-FORMATO 16	2015	NaN	NaN	100	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	458-FORMATO 21	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	443-FORMATO 6	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1469-FORMATO 2 - 3370 ENERCA SA ESP	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1385-FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	ENE-C-1004-Comercializadores dentro del Mercado	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	452-FORMATO 15	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	448-FORMATO 11	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1371-FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1503-FORMATO 3 - 3370 ENERCA SA ESP	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	454-FORMATO 17	2015	NaN	100	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	457-FORMATO 20	2015	NaN	NaN	100	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1393-FORMATO 1 - 2322 VATIA	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1360-FORMATO 1 - 480 ISAGEN	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1368-FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	451-FORMATO 14	2015	NaN	NaN	NaN	100
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1361-FORMATO 1 - 500 EBSA ESP	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1407-FORMATO 1 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1418-FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1410-FORMATO 1 - 3370 ENERCA SA ESP	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	2015	NaN	NaN	100	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	442-FORMATO 5	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	1025-INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	1026-INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2015	100	NaN	NaN	NaN

TÉCNICO OPERATIVO	456-FORMATO 19	2015	NaN	NaN	100	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	463-FORMATO 25	2015	NaN	NaN	NaN	100
TÉCNICO OPERATIVO	441-FORMATO 4	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	455-FORMATO 18	2015	NaN	100	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	459-FORMATO 22	2015	NaN	100	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	460-FORMATO 23	2015	NaN	100	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	461-FORMATO 24	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	100
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	100
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	100
AUDITOR	951-ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	AGR-A-0001-01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	AGR-A-0002-02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0007-07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0017-17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	950-VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0012-12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0019-19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0020-20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	ENE-A-0021-21. Indicadores de Nivel de Riesgo	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	949-ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	947-NOVEDADES PDF ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	952-CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN
AUDITOR	761-MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	NaN

Fuente SUI

En promedio la prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

A continuación se muestra la información suministrada por la Dirección de Investigación de Energía y Gas Combustible:

Tabla 7.1. Acciones de la SSPD frente a la empresa

Nro Expediente	Número de Resolución	Fecha de Resolución	Nombre de la Empresa	Tipo de Sanción	Valor Final	Motivos
2014240350600172E	20152400047525	13/10/2015	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	MULTA	\$30.284.450	POR INCUMPLIMIENTO A OTRAS OBLIGACIONES DEL PRESTADOR

Fuente: Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Financieras

- La Pérdida neta, del servicio de energía eléctrica para la vigencia 2015, está relacionada con el mayor aumento de los costos y gastos operacionales con relación al crecimiento de los ingresos operacionales
- Dentro del aumento de los costos operacionales se destacan las compras de energía y los mayores valores presentados por órdenes y contratos de mantenimiento de Líneas, Redes y Ductos, otros arrendamientos y Otros contratos de servicios.
- El aumento de los gastos operacionales se relaciona con mayores provisiones de obligaciones fiscales.
- Teniendo en cuenta que la empresa Enerca dentro de sus actividades presta servicios de Energía, gas natural y telecomunicaciones, es importante que cada uno de sus negocios sea sostenible de manera independiente y no se necesiten apalancamientos de los otros negocios, es así como en el 2014 por medio de la cuenta 147064 se evidencia que el servicio de energía distribuía recursos para los otros negocios, en el 2015 en la cuenta 249015 se encontraban recursos de otros negocios distribuidos para el servicio de energía
- La Propiedad planta y equipo de la empresa se incrementó en un 206,57% con relación al año anterior, explicada por el aporte en especie que efectuó el Departamento del Casanare constituido por activos eléctricos de su propiedad con el objetivo de capitalizar la empresa por valor de \$70.073 millones.
- La rotación de las cuentas por pagar en el servicio de energía es de 3 días lo que conlleva a que la empresa afecte su flujo de efectivo y uso del capital de trabajo, siendo mucho más rápido el periodo de pago que el de cobro.
- De acuerdo a los indicadores cargados en el Sistema Único de Información SUI por el AEGR, estos tienen diferencias con los calculados por esta Dirección Técnica de Energía, para lo cual esta dependencia está adelantando las actuaciones pertinentes para determinar el porqué de las diferencias.
- De acuerdo al informe de viabilidad financiera el AEGR manifiesta que:

*“(...) Como resumen, los resultados para la empresa, en el negocio de energía eléctrica, son desfavorables, por lo cual se deben adelantar acciones para mejorar su nivel de ingresos y reducir sus costos y gastos.*

*Los riesgos de viabilidad financiera por la generación de resultados negativos recurrentes son altos si se continúa con esta situación.*

*La empresa debe analizar con extrema urgencia la situación y adelantar gestiones tendientes a la eliminación de estos riesgos. (...)”*

- En cuanto al Pasivo pensional el AEGR conceptúa que:“(...) La empresa no requiere provisión ni fondeo para pasivos pensionales. (...)”

### **Comerciales**

- En cuanto a aspectos comerciales de la empresa, a través de los análisis efectuados, se observó lo siguiente:
- Se recomienda a la prestataria emprender acciones para disminuir las PQR's.
- La prestadora presentó demora en el tiempo de respuesta de 4.745 PQR de las recibidas en el 2014 y 2015, evidenciándose una presunta violación al debido proceso.
- Deberá incluirse en la factura la propiedad de los equipos.

### **Tarifarias**

- Durante el 2015, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$447.69/kWh.
- En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía G y los cargos de distribución D, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.
- Con respecto a los subsidios y contribuciones en el 2015 se presentó un superávit de \$21.265 millones.

Proyectó: Rocío Hernández Ortiz – Profesional Especializado DTGE

Proyectó: Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE

Proyectó: Paola Peñaranda B – Profesional DTGE

Proyectó: Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC