

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A.
E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio 2015**

EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. 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 pago de \$30.010.400.000 y tiene su domicilio principal en la ciudad de Yopal. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día marzo 10 de 2015.

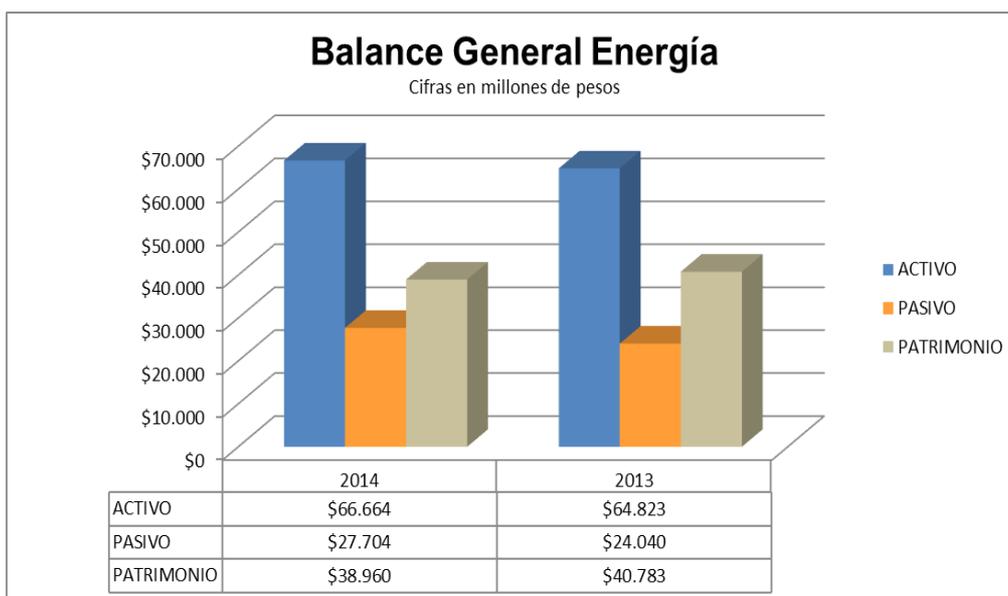
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
Sigla	ENERCA S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Bayardo Aníbal Santana Gordo
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2004
Mercado que atiende	

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$66.663.573.296	\$64.822.801.395	2,84%
Activo Corriente	\$28.190.500.723	\$25.575.173.389	10,23%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$33.167.427.359	\$32.715.038.412	1,38%
Inversiones	\$558.600.000	\$0	
Pasivo	\$27.703.717.565	\$24.039.759.912	15,24%
Pasivo Corriente	\$25.674.706.713	\$18.121.979.027	41,68%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$38.959.855.731	\$40.783.041.483	-4,47%
Capital Suscrito y Pagado	\$28.677.444.127	\$28.677.444.128	0,00%

Fuente: SUI cifras en pesos

Activos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascienden a \$66.664 millones, presentando un incremento de 2,84% con respecto al año anterior. Ahora bien, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: En el 2014 la ENERCA suscribió acciones por valor de \$559 millones en la compañía OPSECOL S.A.S. En efecto, de acuerdo con las Notas a los Estados Financieros "mediante Acuerdo No. 004 del 21 de febrero de 2014, se autorizó por la junta directiva de la Empresa de Energía de Casanare S.A ESP, la participación de la empresa como accionista fundadora de una sociedad privada. Dado lo anterior se constituyó la empresa OPERADORES DE SERVICIOS DE COLOMBIA SAS 'OPSECOL SAS'; en la cual ENERCA SA ESP, tiene una participación del 49% del capital suscrito, equivalente a \$980.000.000 millones y representado en 98.000.000 acciones con un valor nominal de \$10 pesos cada una. Mediante acta de Asamblea extraordinaria de Accionistas No. 006 de noviembre de 2014, se realizó reforma a los estatutos de la sociedad donde ENERCA SA ESP, quedó con una participación accionaria del 49% de! capital suscrito, equivalente a \$588.000.000 millones de pesos, representado en 58.800.000 acciones con un valor nominal de \$10 pesos cada una".

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta ascendió a \$23.520 millones, incrementándose en \$1.464 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro, el 64% corresponde a cuentas por cobrar servicios públicos, de los cuales la Compañía tiene \$3.069 millones provisionados del valor de las cuentas por cobrar de servicios de energía, equivalente al 20% de estas.

Propiedad Planta y equipo: Siendo este el rubro más importante del activo con una participación del 48,75%, a diciembre de 2014 se posicionó en \$33.167 millones, presentando un aumento del 1,38% con relación al año anterior. Sobresalen con el 69,86% y el 9,49% las cuentas de redes, líneas y cables con \$23.172 millones y plantas ductos y túneles con \$3.147 millones, respectivamente, descontada la depreciación.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$658	\$0	\$658	\$658
Construcciones en Curso	\$2.089	\$0	\$2.089	\$2.089
Bienes Muebles en Bodega	\$575	\$0	\$575	\$575
Plantas, Ductos y Túneles	\$5.256	-\$2.108	\$3.147	\$3.147
Redes,Líneas y Cables	\$33.735	-\$10.563	\$23.172	\$23.172
Maquinaria y Equipo	\$3.675	-\$845	\$2.830	\$2.830
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$1.181	-\$788	\$393	\$393
Equipos de Comunicación y Computación	\$1.679	-\$1.637	\$42	\$42
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$386	-\$125	\$260	\$260
Equipos de Comedor	\$3	-\$3	\$0	\$0
TOTALES	\$49.236	-\$16.069	\$33.167	\$33.167

Fuente: SUI

Pasivo

El Pasivo, que a diciembre 31 de 2014 alcanzó la suma de \$27.704 millones, presentó un incremento del 15,24% equivalente a \$3.664 millones con relación al mismo periodo del año anterior y está compuesto por los siguientes rubros: Cuentas por pagar \$10.359 millones, Obligaciones laborales \$208 millones, Pasivos estimados y provisiones \$14.150 millones, otros pasivos \$2.987 millones.

De las Obligaciones con terceros se destacan los pasivos estimados y provisiones y las cuentas por pagar con el 51% y el 37%, respectivamente. De los pasivos estimados, son las provisiones diversas con \$13.593 las que representan el mayor valor de este rubro, que las notas a los estados financieras describen en detalle de la siguiente manera:

“Provisiones Diversas. Los rubros más significativos corresponden a: i) La provisión por compra de Energía Eléctrica y Gas Natural por \$10.450.502.399; ii) provisión por operación y mantenimiento de redes de Cenercol S.A ESP por valor de \$1.124.399.611 y, iii) Cargos por uso del mes de noviembre y diciembre de 2014, por valor de \$830.127.620.”

Dentro de las cuentas por pagar son los acreedores y los bienes y servicios los que tienen el valor más significativo con el 65% y 16%, respectivamente, del total de este rubro, equivalente a \$10.359 millones.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un descenso de \$1.823 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$38.960 millones. En relación con la estructura de capital, el 58,4% de los fondos son propios y el 41,6% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$135.184.442.976	\$116.421.208.511	16.12%
Costos Operacionales	\$123.850.728.141	\$106.445.066.648	16.35%
Gastos Operacionales	\$9.110.093.254	\$6.867.843.489	32.65%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$2.223.621.581	\$3.108.298.374	-28.46%
Otros Ingresos	\$1.251.991.160	\$717.015.452	74.61%
Otros Gastos	\$2.445.206.325	\$1.747.048.308	39.96%
Gastos de Intereses	\$72.434.268	\$11.545.659	527.37%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.030.406.416	\$2.078.265.518	-50.42%

Fuente: SUI en cifras

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución y para diciembre de 2014 fueron del orden de \$134.940 millones, presentando un aumento del 16,45% con respecto a diciembre de 2013. Al negocio de distribución le corresponden \$13.737 millones y al negocio de comercialización \$121.203.

Los Costos Operacionales, que representan el 91,6% de los Ingresos Operacionales a diciembre de 2014, aumentaron 16,35% respecto del año anterior, pasando de \$106.445 millones en el 2013 a \$123.851 millones en 2014. De estos Costos Operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$92.458 millones equivalente al 75%. 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 a corto plazo se ubican en \$74.810 millones.

Los Gastos Operacionales a diciembre de 2014 crecieron 32,65%, pasando de \$6.868 millones en el 2013 a \$9.110 millones en el 2014, presentando la siguiente composición: Gastos administrativos 83% y provisiones, depreciaciones y amortizaciones 17%. Los gastos de administración crecieron \$1.992 millones ubicándose en \$7.606 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$1.394 millones corresponden a gastos de personal, \$4.647 millones a gastos generales y \$1.565 millones a erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 aumentó \$250 millones, evidenciando los siguientes comportamientos: provisiones para deudores \$429 millones, provisión para obligaciones fiscales \$945 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$124 millones y amortización de intangibles \$14 millones.

La cuenta de Otros Ingresos para la vigencia 2014 sumó \$1.252 millones, y está compuesta así: \$868 millones Financieros, \$98 millones Extraordinarios y \$286 millones ajuste por diferencia en cambio. Dentro de los ingresos financieros se destacan \$490 millones de recargo por mora y \$351 millones de intereses por financiación a usuarios.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$2.445 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los ajustes de ejercicios anteriores con el 39% y el 31%, respectivamente, del total del rubro.

2.3. Utilidad y Ebitda



Fuente: SUI

Enerca S.A. E.S.P. a diciembre de 2014 presentó una utilidad neta de \$1.030 millones, 1.048 millones menos que en el 2013, y el Ebitda de la compañía a 2014 alcanzó los \$5.324 millones decreciendo con respecto al año anterior en \$434 millones.

2.4 Indicadores

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1.10	1.41
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	49	41
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	5	4
Activo Corriente Sobre Activo Total	42.29%%	39.45%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	41.6%	37%
Patrimonio Sobre Activo	58.4%	63%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	93%	75%
Cobertura de Intereses- Veces	73.51	498.75
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$5.324.456.498	\$5.758.443.938
Margen Operacional	4%	5%
Rentabilidad de Activos	8%	9%
Rentabilidad de Patrimonio	12%	13%

Fuente: SUI cifras en pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de 1,10 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,31 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior.

Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 8 días pasando de 41 días en 2013 a 49 días en 2014. La empresa tarda 5 días en realizar el pago de sus obligaciones, es decir, 1 día más con respecto a 2013, en el cual se tardaba 4 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en pasivos estimados y provisiones y cuentas por pagar.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue de 41,6%, evidenciando un incremento del 4,6% con respecto a 2013, año cuyo nivel de endeudamiento fue de 37%. El Pasivo corriente representa el 92,7% del total de los Pasivos, por lo que el 7,3% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a provisiones diversas.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 4%, disminuyendo en 1 punto porcentual al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activo se posiciono en 8% presentando una caída del 1% respecto del calculado en 2013. La rentabilidad

del patrimonio desmejoró un 1% respecto al mismo periodo de la vigencia anterior que fue del 13%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

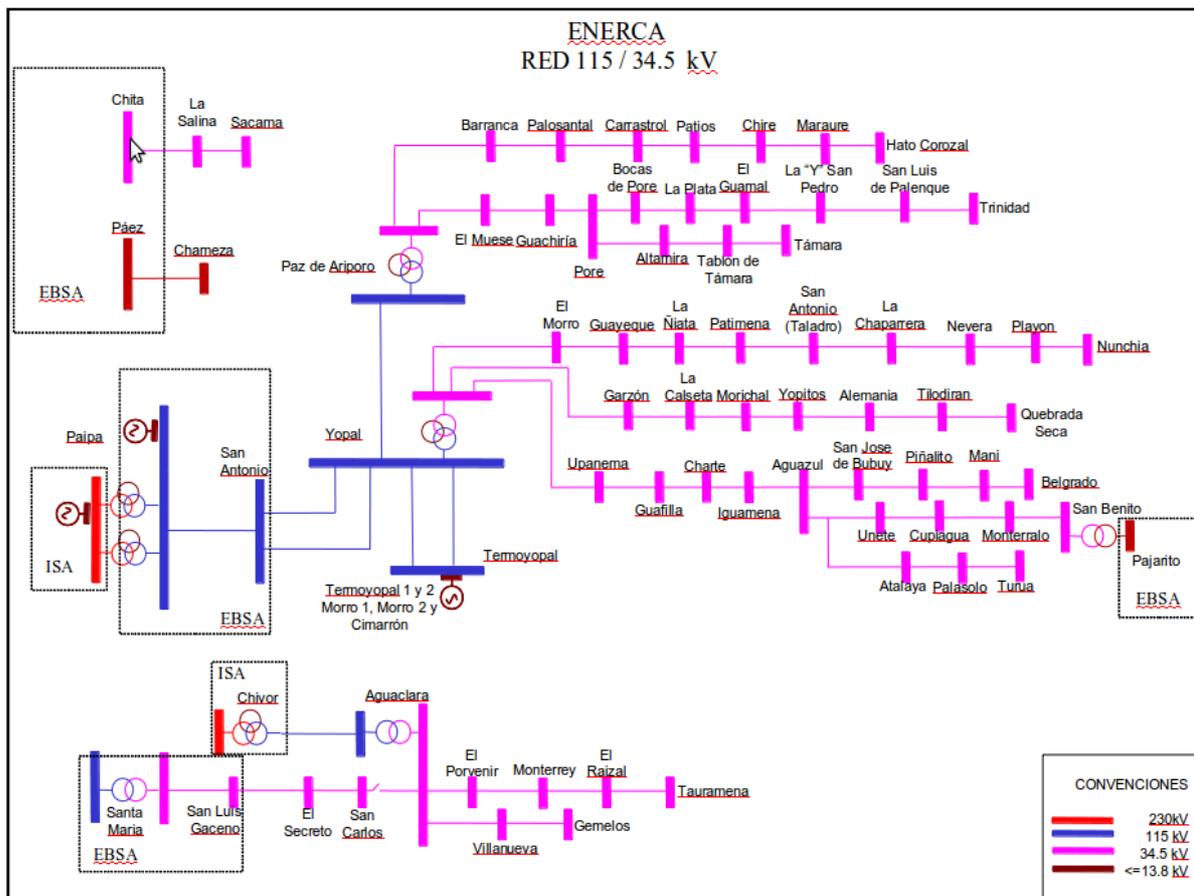
La empresa ENERCA S.A. E.S.P en su infraestructura presenta en su mayoría un sistema radial lo que implica una baja confiabilidad, ya que en caso de falla en alguna parte de su sistema no tiene alternativas para brindar servicio a sus usuarios.

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.

DIAGRAMA UNIFILAR



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 con una subestación a 115 kV, cubriendo los municipios como se muestra a continuación:

ZONA	MUNICIPIOS
NORTE	Hato corozal, San Luis de palenque, Paz de Ariporo, Pore, La Salina, Sacama, Tamara, Trinidad
CENTRO	Orocue, Yopal, Nunchia
CENTRO II	Receptor, Chameza, Aguazul y Maní
SUR	Villanueva, Monterrey, Tauramena, Sabanalarga, San Luis de Gaceno (Boyacá) y Barranca de Upia (Meta)

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

3.1.1. Subestaciones del Sistema

El listado de subestaciones a 31 de diciembre de 2014 del sistema eléctrico operado por la empresa es el siguiente:

No	NOMBRE SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN KV	UBICACIÓN	CAPACIDAD MVA (2013)	CAPACIDAD MVA (2014)
1	YOPAL	YOPAL	115/34,5/13,8	URBANO	73,5	73,5
2	AGUAZUL	AGUAZUL	115/34,5/13,8	URBANO	20	25
3	PAZ DE ARIPORO	PAZ DE ARIPORO	115/34,5/13,8	URBANO	10	15
4	AGUACLARA	SABANALARGA	115/34,5/13,8	RURAL	20	20
5	ALTAMIRA	PORE	34,5/13,8	URBANO	0,3	0,1125
6	CUPIAGUA	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,8	0,8
7	IGUAMENA	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,25	0,5
8	MONTERRALO	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,8	0,8
9	SAN BENITO	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
10	SAN JOSE DE BUBUY	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
11	TURUA	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	1	1
12	UNETE	AGUAZUL	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,5
13	BARRANCA DE UPIA	BARRANCA DE UPIA	34,5/13,8	URBANO	1,6	1,6
14	CHAMEZA	CHAMEZA	34,5/13,8	URBANO	0,25	N/A
15	HATO COROZAL	HATO COROZAL	34,5/13,8	URBANO	1	1
16	CHIRE	HATO COROZAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
17	LA SALINA	LA SALINA	34,5/13,8	URBANO	0,5	0,5
18	MANI	MANI	34,5/13,8	URBANO	2,5	2,5
19	BELGRADO	MANI	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
20	MONTERREY	MONTERREY	34,5/13,8	URBANO	3	3
21	NUNCHIA	NUNCHIA	34,5/13,8	URBANO	0,5	0,5
22	CAUCHO	NUNCHIA	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,3
23	EL CAUCHO	NUNCHIA	34,5/13,8	RURAL	0,225	0,225
24	OROCUE	OROCUE	34,5/13,8	URBANO	1,6	1,6
25	PIRICHIGUA	OROCUE	34,5/13,8	RURAL	0,1125	0,1125

26	MARAURE	PAZ DE ARIPORO	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
27	MUESE	PAZ DE ARIPORO	34,5/13,8	RURAL	0,225	0,225
28	PALOSANTAL	PAZ DE ARIPORO	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,3
29	PATIOS-PERAL	PAZ DE ARIPORO	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
30	PORE	PORE	34,5/13,8	URBANO	1	1
31	BOCAS DE PORE	PORE	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,5
32	GUACHIRIA	PORE	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
33	LA PLATA	PORE	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
34	EL SECRETO	SABANALARGA	34,5/13,8	RURAL	1,5	1,5
35	SACAMA	SACAMA	34,5/13,8	URBANO	0,25	0,25
36	SAN LUIS DE PALENQUE	SAN LUIS DE PALENQUE	34,5/13,8	URBANO	1	1
37	TAMARA	TAMARA	34,5/13,8	URBANO	0,5	0,5
38	TABLON DE TAMARA	TAMARA	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,3
39	TAURAMENA	TAURAMENA	34,5/13,8	URBANO	6,25	6,25
40	TRINIDAD	TRINIDAD	34,5/13,8	URBANO	3	3
41	GUAMAL	TRINIDAD	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
42	LA Y SAN PEDRO	TRINIDAD	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,3
43	VILLANUEVA	VILLANUEVA	34,5/13,8	URBANO	5	5
44	GEMELOS	VILLANUEVA	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
45	CIUADELA	YOPAL	34,5/13,8	URBANO	15	15
46	GARZON	YOPAL	34,5/13,8	URBANO	1	1
47	UPAMENA	YOPAL	34,5/13,8	URBANO	1,5	1,5
48	ALEMANIA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,25	0,5
49	CALCETA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
50	CHARTE	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
51	GUAYAQUE	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,25	0,25
52	MORICHAL	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	1	1
53	MORRO	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
54	NIATA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	1,5	1,5
55	PATIMENA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
56	QUEBRADA SECA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,5	0,5
57	TILODIRAN	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,3	0,3
58	TOCARIA	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	1	1
59	YOPITOS	YOPAL	34,5/13,8	RURAL	0,225	0,225
60	ATALAYA	AGUAZUL		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
61	PALOSOLO	AGUAZUL		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
62	PIÑALITO	MANI		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
63	EL PORVENIR	MONTERREY		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
64	NEVERA	NUNCHIA		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
65	EL PLAYON	NUNCHIA		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
66	MIRALINDO	OROCUE		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
67	INDEPENDENCIA	OROCUE		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
68	CANDELARIA	PAZ DE ARIPORO		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
69	RINCON HONDO	PAZ DE ARIPORO		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
70	CARRASTROL	PAZ DE ARIPORO		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
71	SAN CARLOS	SABANALARGA		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
72	EL RAIZAL	TAURAMENA		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
73	GUAFILLA	YOPAL		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA
74	SAN ANTONIO	YOPAL		RURAL	DESCONECTADA	DESCONECTADA

La configuración de todas las subestaciones es de barra sencilla y todas presentan un solo transformador, con excepción de Yopal donde existen dos.

Los equipos de calidad de la potencia se describen más adelante y no existen equipos de compensación reactiva en el sistema.

Las 15 subestaciones desconectadas, se presentan por robo o daño de los transformadores, lo cual obliga a actuaciones de emergencia interconectando circuitos a 13.2 kV, como el caso de los usuarios del caserío “El Porvenir” (Municipio de Monterrey) que terminan siendo alimentados con la línea de “Villa Carola” (Municipio de Sabana-larga), por tanto la empresa debe diseñar planes apropiados de contingencia basados en estudios técnicos, con los cuales se logró resolver en un corto plazo estos inconvenientes y no realizar acciones que puedan perjudicar a otros usuarios.

La empresa debe contar con el inventario de los activos, para evitar posibles sanciones ante el incumplimiento de las normas a las cuales la empresa se encuentra obligada, además de poder tomar las decisiones más apropiadas en la operación y mantenimiento del sistema.

Las líneas a 115 kV que reporta la empresa, a diciembre de 2014, son las siguientes:

LÍNEA	CONFIGURACIÓN	LONGITUD (Km)
CHAVOR- AGUACLARA	Circuito Sencillo	32
AGUACLARA-AGUAZUL	Circuito Sencillo	81
AGUAZUL-YOPAL(*)	Circuito Sencillo	22
SAN ANTONIO (SOGAMOSO)- YOPAL	Doble Circuito	86
YOPAL-PAZ DE ARIPORO	Circuito Sencillo	85.5

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

La empresa reporta 10 circuitos a nivel 34,5 kV, con una longitud de 885.74 kilómetros, con las ramificaciones que se observan en el diagrama unifilar.

3.2. Inversiones

La empresa no reportó al Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, información sobre las inversiones adelantadas en el año 2014:

3.3. Calidad de la Potencia

En el mes de octubre del 2014 la SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS realizó mediciones de parámetros de calidad de potencia en celda de medida de calidad de potencia correspondientes a la barra de 34,5 kV, mediante la instalación de un analizador de redes, en la subestación Aguazul, Celda “La Turua” a cargo del operador de red ENERCA, ubicada en la cabecera municipal de Aguazul en el departamento del Casanare.

Los cálculos de los parámetros eléctricos se realizaron con base en los datos descargados desde el analizador de redes, realizando búsqueda de los valores mínimo, promedio y máximo, con el respectivo ordenamiento de la información, para corroborar y

diagnosticar el estado de la Instalación eléctrica; teniendo en cuenta los eventos que exceden los límites establecidos por las normas vigentes en Colombia y las recomendaciones contenidas en las normas internacionales aceptadas país.

Tensiones y desequilibrio:

Estado Estacionario:

De la medición realizada, no se presentó desequilibrio de tensión por encima del 1%, (ver Tabla 3.3.1), lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Tabla 3.3.1. Resumen de Desequilibrio de Tensión

Registro	Máximo Desequilibrio de Tensión				Cumple en 50160 (2%)
	VL1 (V)	VL2(V)	VL3(V)	% Deseq.	
RG-1	38.289	38.367	37.343	1,73%	Si

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 34500 v se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Estado Transitorio:

Se presentaron casos en donde las tensiones sobrepasaron los 37950 V factor desfavorable para el sistema. Se hallan 6 cuentas de armónicos durante el periodo de medición. Estos valores se registraron en los durante todos los días de medición sin una periodicidad marcada. (Ver Tabla .3.3.2).

Tabla 3.3.2. Resumen de las Tensiones

Registro	Tipo de Registro	TENSIONES			% RESPECTO AL NOMINAL			Cumple Res. CREG 024 de 2005 (90 % < Vn < 110%)			Tensión Nominal L-L(V)
		VL1 (V)	VL2 (V)	VL3 (V)	VL1	VL2	VL3	VL1	VL2	VL3	
	Máximo	38.289	38.367	37.343	111,0%	111,2%	108,2%	NO	NO	SI	
RG-1	Promedio	34.027	33.797	34.158	98,6%	98,0%	99,0%	SI	SI	SI	34.500
	Mínimo	14	14	14	0%	0%	0%	NO	NO	NO	

Referente a la calidad de suministro se presentó lo siguiente:

Sobretensiones transitorias:

Las sobretensiones estuvieron por el orden de 8% al 11%. (Ver Tabla 3.3.2) Teniendo en cuenta que los transitorios pueden tener un nivel pico muy alto que en algunos casos puede romper el nivel de aislamiento en un transformador y ocasionar el fallo de componentes electrónicos puede ocasionar pérdidas de tensión con duraciones menores a un ciclo causa inestabilidad en el sistema de potencia.

Frecuencia :

La norma NTC-1340 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz. Y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental medida durante 10s (segundos) en redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado, debe cumplir:

Frecuencia aceptable durante el 95% de una semana: $59,8 < f \text{ (Hz)} < 60,2$.

Frecuencia aceptable durante el 100% de una semana: $57,5 < f \text{ (Hz)} < 63$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia registrado fue de 59,70 Hz.El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,15 Hz.

Corrientes y desequilibrio:

Se registraron corriente promedio, mínimas y máximas (Ver Tabla 3.3.3).No se presentó desequilibrio de corriente en todas la mediciones, el porcentaje máximo de desequilibrio fue del 10,3% lo cual lo ubica dentro del límite recomendado por el Std. IEEE 446 de 1995 del 20% cabe aclarar que se presenta en periodo de carga estable. (Ver Tabla 3.3.4).

Tabla 3.3.3 Resumen de las Corrientes

Registro	Tipo de Registro	CORRIENTES DE LÍNEA		
		I L1(A)	I L2(A)	I L3(A)
	Máximo	277.90	898.40	1084.00
RG-1	Promedio	8.72	10.43	10.03
	Mínimo	0.06	0.04	0.06

Tabla 3.3.4. Resume Desequilibrio de Corrientes

Registro	Máximo Desequilibrio de Corriente				Cumple en 50160 (2%)
	I L1(A)	I L2(A)	I L3(A)	% Deseq.	
RG-1	8.72	10.43	10.03	0.02	Si

Potencias:

Se registraron Potencia Activa, Reactiva y Aparente promedio, mínimas y máximas (Ver Tabla 3.3.5.)

Tabla 3.3.5 Resumen de Potencias

Registro	Valor	Potencia Aparente Máxima Asociada (KVA)	Potencia Activa Máxima (KW)	Potencia Reactiva Máxima Asociada(KVAR)
	Máximo	1737.00	1264.00	1381.00
RG-1	Promedio	564.40	556.30	61.69
	Mínimo	0.00	0.00	-147.80

Factor de potencia:

Se registran máximos, mínimos y promedio del FP, cuyo valor promedio se encuentra en 0,30 lo cual NO cumple con la Res. CREG 108 de 1997. FP (factor de potencia) \geq 0,9 cabe aclarar que hay momento que el FP se convierte capacitivo esto sucede en los momentos de menos carga por efecto capacitivo de las líneas de transmisión que conectan con la subestación evaluada.(Ver Tabla 3.3.6.)

Tabla 3.3.6. Resumen Factor de Potencia

Registro	Fp max total(en atraso)	Fp min total (en atraso)	Fp promedio(en atraso)
RG-1	1.0000	-1.0000	0.3004

Armónicos

La norma IEEE establece los límites de distorsión armónica de tensión enfocada al PCC (Punto de acoplamiento común) con la interfaz subestación alimentadora-consumidor individual. Sin embargo, determina que dentro de una planta industrial, el PCC puede ser el punto entre la carga no lineal y las otras cargas, es decir, la barra principal. Para efectos comparativos, se utiliza los límites establecidos por la norma.

No se evidencian armónicos de tensión que superan por poco el límite recomendado de 3% por la resolución CREG 065 de 2012, su valor más alto fue de 1,069% respecto a la tensión nominal (Vn). (Ver Tabla 3.3.7).

Tabla 3.3.7. Resumen de Armónico de Tensión

Registro		%THDV<5%	H=3	H=5	H=7	Armónico que cumple lim 3% Vn CREG 065 2012
			%VN	%VN	%VN	
	V A	1,297	0,4728	0,9838	0,3398	% THDV, H3, H5 Y H7
RG-1	V B	1,281	0,3002	1,069	0,3284	% THDV, H3, H5 Y H7
	V C	1,076	0,3465	0,8131	0,286	% THDV, H3, H5 Y H7

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite sugerido por la resolución CREG 065 de 2012, del 5%. (Ver Tabla 3.3.7).

Por otra parte se establece en el RETIE ultima actualización que “Para instalaciones donde la distorsión armónica total de tensión (THD), sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto se deben implementar filtros activos de armónicos”.

La distorsión armónica de corriente para las 3 fases tuvo armónico 7 y 5 por encima del límite sugerido por la resolución CREG 065 de 2012. Los valores estuvieron comprendidos entre el 4,53% y el 9,6%.

El armónico 11 supero este límite únicamente para la fase A, sin embargo para las fases B y C mantienen valores muy cercanos a sobrepasar el máximo permisible.

Cuando la distorsión armónica total supera el 15% para lo que RETIE establece que se deben dimensionar conductores o barras de acuerdo al factor de corrección exigido por la IEC 60364- 5-523 anexo C.

La distorsión de demanda cumple el límite del 5% teniendo en cuenta la corriente de máxima carga y la corriente de cortocircuito del sistema.(Ver Tabla3.8.8).

Tabla 3.3.8. Resumen de Armónicos Corrientes

Registro	%THDI	H=1	I max (A)	%TDD	H=3	H=5	H=7	H=11	Como Isc/IL < 20, TDD Debe ser <5% y distorsiones armónicas individuales < 4% hasta el armónico 11 (no se evalúan los demás armónicos debido a que no son significativos)	
		In (A)			% IN	% IN	% IN	% IN		
RG-1(Isc=540A)	A	12,3600	8,6	277,9	0,3833	3,1410	4,5350	7,8050	5,9470	Cumple % TDD
	B	14,5700	10,3	898,4	0,1670	4,2160	8,2630	9,6210	2,8340	Cumple % TDD
	C	11,7400	9,9	1084,0	0,1074	1,9310	7,0910	7,0920	3,9250	Cumple % TDD

En general, en los puntos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al H5.

Titilaciones (Flickers):

Según la CREG 065 de 2012 los límites para la perceptibilidad de corta (PST) se encuentran en la tabla 1 y larga duración (PLT). Para efectos comparativos se utiliza la norma europea EN 50160, que sugiere que las titilaciones no deben tener una perceptibilidad mayor a 1,0 pu.

En estado estable el PST, en las tres líneas, registró valores menores a 1,0.

La titilación alcanzó a registrar un PST de 15,21 en la línea L1.

La máxima perceptibilidad de larga duración, PLT, alcanzó un valor de 6,5 en promedio para las 3 líneas.

Tabla 3.3.9. Límites para el Pst

NIVEL DE TENSION	Pst_95
1	1.0
2	1.0
3	0.9
4	0.9
STN	0.8

Otros Aspectos Sobre La Calidad de Potencia

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, ENERCA S. A. E.S.P. cuenta con un sistema de análisis de la calidad de la potencia eléctrica, configurado por los equipos de medición, el sistema de comunicación y el centro de análisis de la Calidad de la Potencia eléctrica que incluye el software Sysquality WEB, un sistema de almacenamiento de datos, el módulo de inserción de datos en la Base de Datos con ejecución automática, módulos de análisis, generación de reportes, gráficos, archivos tipo CREG y un módulo de control de mantenimiento de equipos. Este servicio emplea enlaces por celular.

Funcionalmente, el proceso inicia con la medición y registro de las distintas variables en los analizadores o equipos instalados en los puntos de medida (PM), los datos recopilados se transmiten cada 10 minutos al software SYSQUALITY WEB, que los decodifica e incorpora en una base de datos en MySQL, luego se aplican módulos de análisis con los cuales se generan los reportes.

Durante el año 2014, la empresa no realizó ninguna modificación en el listado de equipos para la medición de la calidad de la potencia, que posee desde diciembre del año 2012 y son los siguientes:

SUBESTACIÓN	SERIAL	CIRCUITO	PM	KV	RURAL / URBANO
AGUACLARA	20055	Monterrey	15161	34,5	R
	20060	Villanueva	15162	34,5	R
	20062	Chivor	15003	115	R
	20064	Barraje 34,5 KV	15150	34,5	U
	20070	Barraje 13,8 KV	15545	13,2	R
	20084	Villacarola	15152	13,2	U
	20086	Aguaclara	15151	13,2	U
CIUDADELA	20092	Aeropuerto	15453	13,2	U
	20098	San Jorge	15452	13,2	U
YOPAL	20105	Yopal 3	15353	13,2	U
	20095	Salida Yopal 2	15352	13,2	U
	20100	Salida Yopal 1	16351	13,2	U
	20091	Salida Yopal 4	15354	13,2	U
	20052	Salida Yopal 5	15356	13,2	U
	20103	Salida Aguazul	15365	34,5	U
	20097	Salida Morichal	15370	34,5	U
	20101	Salida Nunchia	15360	34,5	U
	20090	Llegada San Antonio 1	15355	115	U
	20093	Llegada San Antonio 2	15350	115	U
	20096	Salida Paz de Ariporo	15357	115	U
	20111	Barraje de 13,8 KV	15364	13,2	U
	20104	Yopal barraje 34,5 KV	15359	34,5	U
	PAS ARIPORO	20051	Hato Corozal	15404	34,5
20107		Tamara-Pore Trinidad	15406	34,5	U
20106		Llegada 34,5 KV	15403	34,5	U
20023		Salida Circuito 2	15420	13,2	U
20066		Salida Circuito 1	15399	13,2	U
20109		Salida 13,8 KV S/E Paz de Ariporo	15407	13,2	U
20057		Llegada Yopal Bahia linea de 115	15348	115	U

3.4 Calidad de Servicio

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR , tenemos lo siguiente:

Interrupciones

3.4.1 Esquema de Incentivos y Compensaciones

El auditor externo recomienda revisar el tema de incentivos y compensaciones, apropiar recursos y adelantar las contrataciones para el cumplimiento de los requisitos pendientes, especialmente, los dispuestos por la Resolución CREG 097 de 2008.

3.4.2 Interrupciones, Duraciones y Causas durante el año 2013

El servicio presentó las siguientes interrupciones en el año 2014:

CÓDIGO	DESCRIPCIPÓN	2014
0	Por Variación de Configuración	40
1	Por mantenimiento de Linea	31
2	Por mantenimiento de subestación	46
3	por otras causas programadas	93
4	Por Racionamiento o Baja Frecuencia	4
5	Por Falla de Linea	972
6	Por falla de subestación	12
7	Por reemplazo de fusibles	19
8	Por error de operación	0
9	Por otras causas forzadas	60
10	Fuerza mayor	18
11	Por transformador quemado	0
12	Por Reemplazo de transformador	3
13	Eventos de activos del STN y el STR	0
14	Interrupciones por seguridad ciudadana	0
15	Trabajo en subestaciones remodelación y reposición	1

Teniendo en cuenta esto, los minutos de desconexión por cada causa y mes son:

MINUTOS DE INTERRUPCIONES 2014														
CÓDIGO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	%
0	259	3143	18	0	0	0	0	67	336	2	42	172	4.039	5%
1	115	478	735	420	1008	0	863	155	0	1898	0	26	5.698	7%
2	0	947	838	0	4080	652	476	288	1953	60	631	883	10.808	13%
3	0	887	277	210	543	81	133	24	358	248	349	443	3.553	4%
4	0	0	0	0	0	18	0	7	0	0	6	3	34	0%
5	5388	7050	5432	5594	4432	852	1276	4436	1943	8315	7113	2126	53.957	64%
6	0	72	0	0	420	0	0	274	0	282	0	53	1.101	1%
7	101	28	25	156	0	22	10	0	0	32	0	58	432	1%
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
9	2	1348	134	231	0	305	109	927	200	378	405	63	4.102	5%
10	30	133	0	125	0	0	0	0	0	34	0	0	322	0%
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
12	0	0	0	0	499	0	0	0	0	0	0	0	499	1%
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
15	0	0	0	0	0	0	0	275	0	0	0	0	275	0%
TOTAL	5.895	14.086	7.459	6.736	10.982	1.930	2.867	6.453	4.790	11.249	8.546	3.827	84.820	100%
%	7%	17%	9%	8%	13%	2%	3%	8%	6%	13%	10%	5%	100%	

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Comparamos los datos del año 2013 y 2014, con lo cual podemos observar lo siguiente:

En el año 2014 se redujeron los minutos de interrupciones en un 79%.

La principal causa de interrupción corresponde al código 5, que corresponde a “Falla en la línea”, que equivale al 64% del tiempo en minutos.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el código 5, que corresponde a “Falla en la línea”, fue la principal causa de interrupción tanto en el año 2013 como el 2014, este concepto tuvo una reducción del 85%, en el período.

Lo anterior significa un importante avance en el mejoramiento del tiempo de interrupciones del servicio de energía. Este de tener en cuenta que la empresa debe tomar todas las acciones necesarias para llevar el control estricto y ajustado a la realidad sobre las interrupciones que se presentan en su sistema eléctrico, a lo cual se encuentra obligado como operador de red y como comercializador debe realizar las compensaciones reales a sus usuarios.

A pesar de lo anterior, realizando un análisis con los mismos datos, se encuentra que los quince nodos que acumulan el mayor número de minutos por desconexiones son en su orden:

NODO	TIEMPO EN MINUTOS	No. DE INTERRUPCIONES
15745	1180,87	65
15370	2356,62	63
15406	1241,5	49
15264	1308,18	41
15747	2418,72	40
15010	614	34
15360	1408,5	33
15003	572,5	31
15365	1485,92	29
15455	711,17	26
15847	270	26
15006	1161	22
15746	679,42	22
15162	3135,02	19
15851	661	19

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

De la información anterior se puede concluir que cada trimestre contiene, aproximadamente, las mismas interrupciones listadas.

Se recomienda revisar todo el esquema de medición y reporte de interrupciones, su contabilización, la determinación de DES y FES y su correcta inclusión para realizar las compensaciones que debe hacer el área de facturación

3.5 Mantenimiento

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, La empresa sigue teniendo inconvenientes por la quema de los transformadores, en especial de distribución, ante lo cual debe tomar las medidas necesarias para mejorar las protecciones de los transformadores y así evitar estos inconvenientes originados en especial por descargas atmosféricas y/o sobrecargas por alta demanda de energía.

La información suministrada por la empresa se dio hasta el mes de julio de 2014:

GRUPO	DES(Horas)				FES(No. de Eventos)			
	TRIM 1	TRIM 2	TRIM 3	TRIM 4	TRIM 1	TRIM 2	TRIM 3	TRIM 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: ENERCA S.A. E.S.P.

Se recomienda la implementación de estos u otros proyectos que permitan darle mayor seguridad a las subestaciones del sistema eléctrico y así evitar, en la medida de lo posible, el robo de transformadores.

Mantenimiento a corredores (podas)

La empresa suministró la siguiente información sobre las podas:

MES	BT	13,2 KV	34,5 KV	115 KV
ENERO	Sin Datos	Sin Datos	Sin Datos	Sin Datos
FEBRERO	96	12	12	14
MARZO	89	4	6	7
ABRIL	Sin Datos	Sin Datos	Sin Datos	Sin Datos
MAYO	18.196	29.684	5.926	0
JUNIO	10.263	19.320	15.944	0
JULIO	7.712	15.084	9.476	186
AGOSTO	9.638	6.878	2.441	0
SEPTIEMBRE	8.674	6.190	2.197	0
OCTUBRE	2.134	1.402	4.427	0
NOVIEMBRE	1.162	536	150	0
DICIEMBRE	870	746	1.711	0
TOTALES	58.834	79.856	42.290	207

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Es necesario que la empresa tome las acciones necesarias para contabilizar las actividades de mantenimiento desarrolladas y poder indicar claramente el número parcial y total de estas, en diferentes periodos del año y por tipo de red.

3.6 Aspectos Ambientales

En el informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR se especifica que la empresa debe cumplir con las actividades propias de la prestación del servicio de energía eléctrica, dentro de los lineamientos y directrices que corresponden a la legislación ambiental, este es un aspecto que es transversal dentro de los procedimientos de la empresa. Cuenta con un Plan de Manejo Ambiental para las actividades de operación y mantenimiento, donde se incluyen listados de la legislación ambiental aplicable, pero para nuevos proyectos, en algunas oportunidades no cuentan con su resolución de compensación ambiental.

Para las actividades de poda, existen varias resoluciones expedidas por CORPORA-NOQUÍA donde se autoriza el aprovechamiento forestal y se impone la obligación de reforestaciones previo acuerdo de los terrenos donde se deben realizar, a pesar de que estas resoluciones datan incluso del año 2008, según información del personal de la empresa, no se ha dado la concertación necesaria para definir el sitio de reforestación.

Según los informes ambientales existen sitios de disposición de los residuos generados por poda, en cada zona y no reporta ninguna violación relacionada con este tema

sobre las normas a las cuales se encuentra obligado el operador de red.

3.7 Inspección Retie

Se efectuó una visita conjunta con funcionarios de ENERCA S.A. E.S.P. a varias subestaciones y circuitos que hacen parte de su sistema, encontrando los siguientes incumplimientos:

Subestación YOPAL(110 kV/34.5 kV/13,8 kV)

La subestación, perteneciente al sistema ENERCA, cuenta con un transformador de 115/34,5/13.5 KV, 40/20/20 MVA , un transformador 115/34.5 KV y 25/33,25 MVA y un transformador de 34,5/13,8 KV y 12.5 MVA.

Lo encontrado en dicha subestación fue lo siguiente:

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Las celdas no tienen diagramas unifilares en su frente, evaluado según RETIE Art 20.23.2,g , RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e)

Algunas puertas de acceso a las celdas no tienen el jumping con el gabinete, evaluado según RETIE Art. 15.1, RETIE Art. 15.3.3, RETIE Art. 23.1 q, r.

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Ninguna de las celdas cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito),. Evaluado según RETIE Art. 20.23.2, g , RETIE Art. 20.23.1.4 , RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1. RETIE Art. 6.2

Se encuentra en el área de celdas almacenamiento de materiales, los cuales no deben encontrarse en esta zona, de acuerdo a normatividad RETIE Aplica Art 23.4 b)

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a normatividad vigente y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), (q), (r).

El sistema de apantallamiento de la subestación esta incompleto y modificado al diseño inicial, evaluado según RETIE Art.20.20.2, RETIE Art. 15.1, 15.2, 15.3 (c), RETIE Art. 16

En el cuarto de batería se encontró que falta aterrizar estructura metálica de los bancos y la existencia de ventanas que no están de acuerdo a la clasificación del área, además no hay extractor de gases. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE Art. 15.1(b), RETIE ART. 23.1 q,r , RETIE Art. 15.3.3, NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).

Se encontró bajantes de equipos de patio en tubería PVC y esta debe ser metálica, según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Se encontró salidas de circuito de 13,8 KV en tubería pvc y debe ser metálica según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Puertas metálicas de la subestación sin aterrizar, evaluado según RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 q,r, RETIE Art. 15.1 (b) y (c)

Transformador de potencia de 40 MVA sin foso de aceite, rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Transformador de potencia de 40 MVA con ventiladores faltantes que garanticen una adecuada operación, evaluado según RETIE 25.8

Trabajadores trabajando en ampliación subestación obras civiles con acceso sin restricción a equipos de patio y a partes energizadas, evaluado según RETIE 23.1 (c) , (k).

Reconectores montados en patio sin lleno de requisitos técnicos de montaje

Se requiere reparar y/o tapas cárcamos en patio. Evaluado según RETIE 25.8

La distancia del muro perimetral subestación a equipos bahías de 115 KV con cumple distancia de seguridad requerida , según RETIE 23,2, Tabla 23.1.

El muro perimetral de la subestación no cumple con altura requerida , permite fácil acceso del exterior . evaluado según RETIE 23.1 (e) .

Área de bahías equipos de patio no están cercados con medio que evite acceso de personal no autorizado, evaluado según RETIE 23.1 (c) .

Se encontró transformador de potencia 115 / 34.5 KV 25/33,25 MVA se encuentra con la temperatura de devanado trabajando 20 grados K , por encima de la temperatura normal de operación.

Se encontró transformador de potencia 115 / 34.5 KV 25/33,25 MVA no esta debidamente anclado a la base .

Se encontró transformador de potencia 115 / 34.5 KV 25/33,25 MVA tiene un foso de aceite cuya capacidad no es suficiente para albergar el aceite del transformador , dicho foso no tiene rejilla ni grava. Evaluado según RETIE 23.1(v).

Se encontró transformador de potencia 34.5 KV / 13,6 KV, 12,5 MVA esta instalado sobre vigas de madera , lo cual no garantiza su estabilidad.

Se encontró transformador de potencia 34.5 KV / 13,6 KV, 12,5 MVA no tiene foso de aceite ni rejilla ni grava , evaluado según RETIE 23.1 (v) .

Sistema de puesta a tierra área de transformadores de potencia de 25 MVA y 12,5 MVA, sobre piso, con empalmes sin conectores o medios certificados, en una expansión anti-técnica del sistema de tierra existente. , evaluado según RETIE artículo 15

Falta identificación de fases en pórticos.

Parte de grava de patio , proveniente de río , no cumple su función.

Salidas de circuitos sin utilización de conectores certificados en puentes y barrajes.

Subestación Paz de ARIPORO (110 kV/34.5 kV/13,8 kV)

La subestación, perteneciente al sistema ENERCA, cuenta con un transformador de 115/34,5/13.5 KV, 15/10/5 MVA

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. Incumplimiento RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Las celdas no tienen diagramas unifilares en su frente, incumplimiento RETIE Art 20.23.2,g , RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e)

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, incumplimiento RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Ninguna de las celdas cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito)., RETE Art. 20.23.2, g , RETIE Art. 20.23.1.4 , RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1. RETIE Art. 6.2

Algunas puertas de acceso a las celdas no tienen el jumping con el gabinete, incumplimiento RETIE Art. 15.1, RETIE Art. 15.3.3, RETIE Art. 23.1 q, r.

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a normatividad vigente y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), (q), (r).

En el cuarto de batería se encontró que falta aterrizar estructura metálica de los bancos y la existencia de ventanas que no están de acuerdo a la clasificación del área, además no hay extractor de gases. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE Art. 15.1(b), RETIE ART. 23.1 q,r, , RETIE Art. 15.3.3, NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).

Puertas metálicas de la subestación sin aterrizar , evaluado según RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 q,r, RETIE Art. 15.1 (b) y (c)

Cable de potencia desde salida cuarto de control y celdas de protección hasta el transformador de potencia tirado sobre piso, sin ningún tipo de canalización o tubería, cruzando vía de acceso a vehículos para mantenimiento equipos de patio subestación

Cables de control y protección del transformador de protección entran al mismo, sin ningún tipo de protección mecánica.

Fosos de aceite del transformador de potencia sin rejilla y grava evaluado según RETIE 23.1 (v)

Se evidencia empalmes sin la utilización de conectores certificados y colas de puesta a tierra con evidente deterioro. Evaluado según RETIE artículo 15.

El muro perimetral de la subestación no cumple con altura requerida , permite fácil acceso del exterior . evaluado según RETIE 23.1 (e) .

Se encontró salidas de circuito de 13,8 KV y 34,5 KV en tubería pvc y debe ser metálica según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Área de bahías equipos de patio no están cercados con medio que evite acceso de personal no autorizado, evaluado según RETIE 23.1 (c) .

Se encontró extintor de incendios en la sala de control y protecciones vencido desde el 2012.

Circuito de 13,8 en Paz de Ariporo

Poste con transformador y protecciones ubicado cerca fachada hotel Pie de Montes, sin cumplir distancias de seguridad, evaluado de acuerdo a RETIE 13.1

Se encontró un transformador de distribución con bastante fugas de aceite en carrera 11 No 2-06 , el operador incumple RETIE 25.8

Subestación el Muese

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Pararrayo fuera de servicio evaluado según RETIE Art 27.5, RETE Art. 25.8

Transformador montado fuera de norma sobre listones de madera , adicionalmente madera en mal estado, partida lo que ocasiono transformador ladeado sobre la base.

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y neutro transformador aterrizado en aluminio, evaluado según RETIE artículo 15.

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada y no aterrizada, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia la existencia de Puente de equipo de medida con Puente en cercanía a carcasa metálica del equipo. Evaluado según RETIE 23,2

Puentes a Transformador en calibre inadecuado, se eliminaron hilos del conductor puente existente.

Malla de cerramiento en mal estado y sin señalización de riesgo eléctrico y requiere mejorar serpentina evaluado según RETIE 23.1 (c) (d) (e)

No se cuenta con identificación de fase y colores en pórtico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Subestación Altamira

Se encontró lo siguiente :

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico , sin aterrizar sin seguridad permitiendo acceso a personas no autorizadas, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada y no aterrizada, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y neutro transformador aterrizado en aluminio, empalmes aluminio-cobre ,evaluado según RETIE artículo 15.

Transformador no anclado a su base en concreto

Estructura de salida a 34.5 KV bastante desaplomada, evaluado según RETIE Art.25.4 (a),(b)
RETIE Art 27.5, RETIE Art 25.8

Pórticos de la subestación desaplomados, Evaluado según RETIE Art.25.4 (a),(b),
RETIE Art 27.5, RETIE Art 25.8

Equipo de medición montado a muy baja altura por lo que los puentes de media tensión asociados al mismo no cumplen distancias de seguridad, evaluado según RETIE art 13

Bajantes puesta a tierra de pararrayos y apantallamiento con múltiples empalmes ,
RETIE artículo 15

Existencia de bastante maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fase y colores en pórtico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Subestación El Caucho

Se encontró lo siguiente :

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico , sin aterrizar sin seguridad permitiendo acceso a personas no autorizadas, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada y no aterrizada, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y neutro transformador aterrizado en aluminio, empalmes aluminio-cobre ,evaluado según RETIE artículo 15.

Pórticos de la subestación desaplomados, y con resistencia de 510 kg , deben ser mínimo de 750 kg Evaluado según RETIE Art.25.4 (a),(b), RETIE Art 27.5, RETIE Art 25.8

Transformador montado fuera de norma sobre listones de madera ,

Bajantes puesta a tierra de pararrayos y apantallamiento con múltiples empalmes , RETIE artículo 15

Existencia de bastante maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fase y colores en pórtico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Falta un pararrayo asociado al transformador y dos fuera de servicio, evaluado según RETIE Art 27.5, RETE Art. 25.8

Subestación El Tocaria

Se encontró lo siguiente :

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico , sin aterrizar sin seguridad permitiendo acceso a personas no autorizadas, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada en mal estado y con colas faltantes del sistema de puesta a tierra, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y empalmes aluminio-cobre ,evaluado según RETIE artículo 15.

Transformador montado fuera de norma sobre listones de madera ,

Bajantes puesta a tierra de pararrayos y apantallamiento con múltiples empalmes ,
RETIE artículo 15

Existencia de maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fase y colores en pórtico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Un pararrayo fuera de servicio, evaluado según RETIE Art 27.5, RETE Art. 25.8

Falta cola de puesta a tierra transformador, evaluado según RETIE Art 15

Subestación Patimena

Se encontró lo siguiente :

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico normalizada, sin aterrizar sin seguridad permitiendo acceso a personas no autorizadas, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada en mal estado y con colas faltantes del sistema de puesta a tierra, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y empalmes aluminio-cobre ,evaluado según RETIE artículo 15.

Transformador montado fuera de norma sobre listones de madera , base en concreto deteriorada requiere ampliación en concreto para soportar el equipo

Bajantes puesta a tierra de pararrayos y apantallamiento con múltiples empalmes ,
RETIE artículo 15

Existencia de maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fase y colores en pórtico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Un pararrayo fuera de servicio, evaluado según RETIE Art 27.5, RETE Art. 25.8

Puentes de equipo de medida no cumple con distancia de seguridad, evaluado según RETIE 23.2

Subestación La Niata

Se encontró lo siguiente :

Portón de acceso a la subestación sin señalización de riesgo eléctrico normalizada, sin aterrizar sin seguridad permitiendo acceso a personas no autorizadas, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Ausencia de foso de aceite, rejilla y grava RETIE 23.1(v).

Se evidencia malla de cerramiento no señalizada en mal estado y con colas faltantes del sistema de puesta a tierra, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART 23.1 q, r

Se evidencia puestas a tierra con empalmes fuera de norma y empalmes aluminio-cobre ,evaluado según RETIE artículo 15.

Transformador montado sin anclaje a base de concreto

Bajantes puesta a tierra de pararrayos y apantallamiento con múltiples empalmes , RETIE Art. 15

Existencia de bastante tierra acumulada en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fase y colores en pódico, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Puentes de equipo de medida no cumple con distancia de seguridad, evaluado según RETIE 23.2

VISTA A PROYECTOS NUEVOS

Se encontró:

La ubicación de pararrayos de protección de todos los transformadores de distribución a una distancia mayor de la exigida por el RETIE. Art. 20.14.2 (f),(d) , RETIE Art.24.3 , (c). (i), (j)

COMENTARIOS

Se requiere que la empresa cuente con sus propias normas técnicas aplicables a todos los proyectos que se realicen en su área de influencia.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Suscriptores

De acuerdo con la información suministrada por la empresa, a corte Febrero 15 de 2015, el total de usuarios por tipo de servicios se discrimina de la siguiente manera:

4.1.1. Número Total de Suscriptores 107.478

CLASE DE SERVICIO	URBANO	RURAL	TOTAL	%
Residencial 1	26.115	5.219	31.334	29.15
Residencial 2	39.885	10.118	50.003	46.52
Residencial 3	13.072	185	13.257	12.33
Residencial 4	1.887	49	1.936	1.80
Residencial 5	10	18	28	0.03
Residencial 6	-	14	14	0.01
Área Común	81	2	83	0.08
Comercial	8.666	244	8.910	8.29
Acueducto	39	25	64	0.06
Industrial	198	11	209	0.19
No Regulado	24	-	24	0.02
A.P.	7	-	7	0.01
Oficial	698	499	1.197	1.11
Provisional	382	12	394	0.37
Auto Consumo	18	-	18	0.02
TOTAL	91.082	16.369	107.478	100

De la información suministrada, se puede colegir que de los 107.478 usuarios que tiene la empresa, 96.572 corresponden al sector residencial urbano y/o rural, los cuales representan el 89.85 % de la totalidad de sus usuarios.

Que la mayor concentración de usuarios residenciales se encuentra en los estratos 1 y 2 para un total de 81.337 usuarios, lo que equivale a un porcentaje del 75.67 % de la totalidad de usuarios de dicha empresa.

El estrato 3 con un total de 13.257 usuarios representa el 12.33% de la totalidad de usuarios de la empresa.

Lo que significa que entre los estratos 1,2, y 3 de la empresa, se concentra el mayor número de usuarios, para un total de 94.594 usuarios, los que representan el 88.01 % del total de usuarios de la citada entidad.

Los demás porcentajes representativos, se aprecian en la tabla 4.1.1.

4.2. Facturación

Al analizar con mayor detenimiento los documentos que fueron recibidos y consignados en el Acta de Visita realizada a la empresa de energía de Casanare, se encontraron o confirmaron las siguientes situaciones que se están presentando en dicha entidad:

Con Respecto a los requisitos formales de las facturas, estas están acordes con las disposiciones legales que rigen para la materia, sin embargo se sugiere que la impresión de la Superintendencia como entidad que vigila a dicha empresa, vaya precedido del logotipo de esta entidad y sea en letra arial tipo 9.

Se detectó en el análisis de las facturas que fueron entregadas, de un lote de 12 facturas del Estrato 1, que en las siguientes se aplica cobros por Promedio o

Estimado: Nic. o Cuentas Nos. 671621109, 668242112, 11393878, 11385446 y 11393870 . Se solicitó en el caso de las dos primeras que se verificase si a la fecha de la Visita ya se había normalizado la situación, y se encontró que todavía se está cobrando por ese sistema, contrariando las disposiciones legales sobre este método de facturación.

En las tres últimas se observa que de acuerdo con lo informado en dichas facturas los predios se encuentran sin servicio, mas sin embargo se les factura por promedio.

En el análisis de las facturas revisadas correspondientes a los Estratos 2 y 3, no se encontraron irregularidades. En estas se facturó acorde con lo medido.

En las del Estrato 4, se detectaron dos casos de facturas por promedio o estimado. Cuenta No.10986667 que según el recibo el Inmueble se encuentra cerrado y la cuenta 10986669 que según recibo el inmueble se encuentra sin servicio.

En las del Estrato 5, se detectó que en predios rurales se está facturando en forma trimestral, casos de los usuarios con cuentas Nos. 974753621, 974745218 y 824624160; siendo que las disposiciones legales contemplan que la facturación debe hacerse mensualmente o bimensual. Por lo que se las hace la observación a efectos de que se corrija esta anomalía.

En el estrato seis se detectaron algunas facturas por promedio correspondientes al año 2014, casos de las cuentas 974703166, 9747510676. Y también en el año 2015, utilizan el sistema de facturación trimestral.

En el sector comercial no se detectaron irregularidades en la facturación.

En el sector Industrial, se detectó una factura correspondiente a la Cuenta No. 812523961, a la que se le está facturando por promedio.

En el sector Oficial se detectaron dos casos de facturación por promedios, la Cuenta No. 702689178 donde según la misma el inmueble se encuentra cerrado y la cuenta No. 327781102 por medidor retirado.

Estos hallazgos ameritan la correspondiente observación o apertura de investigación por parte de esta Delegada para que sean corregidos a la mayor brevedad.

Se efectuó la verificación del proceso de facturación de energía eléctrica a usuarios del mercado no regulado.

Sobre este punto, la empresa informa que cuenta con 9 usuarios no regulados y 15 alumbrados públicos.

Se procedió a seleccionar uno de los usuarios regulados, con el fin de verificar la adecuada facturación de conformidad con el contrato de suministro de energía, solicitando copia física de las facturas que aplican las tarifas de octubre a diciembre de 2014, encontrando que los diferentes cargos se trasladan adecuadamente a la tarifa facturada.

4.3. Atención al cliente

De acuerdo con la información suministrada de manera directa por la EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE S.A. E.S.P., esta cuenta con 15 puntos de atención

permanentes, ubicados en diversos municipios del departamento, los cuales se indican a continuación:

Tabla 4.3.1 Centros de Atención al Cliente

CENTROS DE ATENCIÓN AL CLIENTE	
MUNICIPIOS	DIRECCIÓN
Agua Azul	Calle 11 No. 12 60
Barranca de Upia	Calle 7 No. 3 77
Hato Corozal	Calle 12 No. 9 58
Mani	Carrera 2 No. 18 05
Monterrey	Calle 15 No.7 05
Nunchia	Carrera 5 No. 4 90
Orocue	Diagonal 5 No. 7 45
Paz de Ariporo	Marginal de la Selva Km. 0 Vía Yopal
Pore	Carrera 16 No. 2 64
Sabanalarga	Carrera 7 No. 5 28
San Luis De Palenque	Carrera 6 No. 2 53
Tauramena	Calle 5 No. 14 57
Trinidad	Carrera 3 No. 8 07
Villanueva	Km. 1 Vía Aguaclara
Cac Yopal	Carrera 14 No. 14A 28

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

Igualmente se cuenta con 6 terceros autorizados en Yopal en diferentes puntos de la ciudad, 1 en La Chaparrera Centro, 1 en Monterrey y 1 en Villanueva.

La empresa reporta en medio magnético CD la relación de PQR que se originaron entre el 2014 y lo que va corrido del 2015 al momento de la visita, en cuyo informe se detectaron 2.258 reclamos por diferentes temas.

Se solicitó al azar el informe en sitio sobre unos radicados en particular el Expediente. 2014021087, constatando que se dio la ocurrencia del SAP.

Igual ocurrió con los expedientes 2014026779, 2014022467 donde las solicitudes del usuario estaban vencidas y en las que la empresa debió otorgar al usuario la pretensión solicitada so pena de incurrir en la figura jurídica del SAP.

En los radicados 2015020252 y 2014017277, también se configuro el SAP, el cual fue reconocido por la Dirección Territorial Centro.

Con el muestreo que se hizo en la visita, se pudo constatar que en los reclamos que fueron revisados, la empresa no cumplió con los términos establecidos por ley para atender en forma oportuna dichos reclamos, lo que constituye otra de las falencias que deben ser corregidas a la mayor brevedad.

También reporta en medio magnético CD, el Informe de Gestión Social, realizado en

los meses de Abril Mayo y Junio de 2014.

Reporte de Actividades Ejecutadas:

La Gestión Social y comunitaria que se viene realizando en el área de la Dirección Gestión Perdidas de la empresa de energía de Casanare ENERCA S.A E.S.P para el primer semestre del año 2014, tiene como objetivo facilitar las actividades de recuperación de energía eléctrica dejada de facturar por usuarios sin matrícula o con intervenciones en sus instalaciones de medida y acometidas que impiden medir de forma adecuada el consumo. Buscando mejorar las relaciones usuario empresa a través de charlas de uso racional de energía entre otras y sirviendo como mediador entre los funcionarios de la empresa y la comunidad, permitiendo el normal desarrollo de las actividades propuestas por la dirección del área.

Actividades:

Acompañamiento a las cuadrillas de Gestión Control Perdidas:

Acompañamiento a los técnicos durante las revisiones con usuarios conflictivos o en sectores con altos índices de pérdidas de energía sirviendo como mediador y conciliador, donde se informa a los usuarios sobre los procedimientos a realizar se tratan temas como legalización del servicio, pago oportuno, políticas antifraude, denuncia de acometidas ilegales, uso racional de la energía, e inquietudes de la comunidad.

Reuniones de socialización con las comunidades:

Se realizan charlas de socialización con comunidades en condiciones subnormales de vivienda y asentamientos poblados irregulares como: invasiones, veredas y las comunidades ubicadas en zonas de loteo o urbanismo ilegal o por fuera de los planes de ordenamiento territorial (POT) de los diferentes municipios del departamento, donde se deben tratar temas como:

Condiciones en que se le prestara el servicio así como la forma en que deben organizarse para realizar el pago, macro medición o medición comunitaria, uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos(PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Cuadrilla de Gestión:

Ubicar sectores con altos índices de pérdidas para realizar visita casa a casa permitiendo identificar usuarios por matricular, conexiones directas, medidores con anomalías técnicas o intervenciones, falta de redes; permitiendo retroalimentar la programación de las cuadrillas de control.

Comunicados e informativos:

Generar comunicados de prensa con relación a las actividades realizadas en la Dirección de Perdidas de la empresa como:

Normalización del servicio, brigadas de sensibilización en los usos racionales de la

energía, que se realicen en los diferentes municipios del departamento.

Avance de las Actividades:

Tabla 4.3.2. Informe realizado Abril

Informe Realizado	Cantidad
Acompañamiento visitas programadas	24
Reunión con comunidades	4
Visitas cuadrillas de Gestión	290
Total Usuarios Comunidades	58
Total Visitados	376

Las comunidades visitadas fueron: Plaza de Mercado Aguazul Casanare, Conjunto Residencial Comfacasanare Yopal, Comunidad Vda Aceite Alto Tauramena, Barrio Villa Nelly Yopal

Se realizan charlas sobre uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos (PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Tabla 4.3.3. Informe realizado Mayo

Informe Realizado	Cantidad
Acompañamiento visitas programadas	32
Reunión con comunidades	4
Visitas cuadrillas de Gestión	197
Acompañamientos en Cortes	10
Total Usuarios Comunidades	68
Total Visitados	307

Las comunidades visitadas fueron: Comunidad Barrio las Heliconias Yopal, Comunidad Barrio Ciudad Berlin Yopal, Comunidad invasión 15 de octubre Yopal, Comunidad Barrio Villa Rita Yopal.

Actividades Adicionales:

Orientados por el alto índice de Pérdidas a nivel de circuito se procede a identificar la causa de esta anomalía en sitio, en el Circuito 21606 correspondiente al Alimentador SE Chire en el municipio de Hato Corozal, evidenciándose gran expansión de redes en el sector rural y usuarios sin ser matriculados aún.

Se realiza visita al municipio de Villanueva sectores el Triunfo y La Colmena identificando el crecimiento del sector y realizando archivo fotográfico que permita evaluar la problemática de los loteos ilegales en este municipio.

Se recopila información y se establece diseño para la creación de un volante con información referente al uso racional de energía con tips de ahorro y tabla de consumo electrodomésticos para contrarrestar la subida en el valor del kilovatio por aumento en

el costo de generación.

Se realizaron acompañamientos a 10 cortes del servicio a usuarios destacados por deudas en sus facturas.

Barrio 15 de octubre charlas sobre uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos (PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Invasión 15 de Octubre – Yopal Barrio Villa Rita charlas sobre uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos(PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Las comunidades visitadas fueron: Corregimiento El Morro Barrio El Madrugón, Invasión la Nueva Esperanza, Barrio Los Arrayanes, Vda La Mata de Urama en Tauramena.

Tabla 4.3.4. Informe realizado Junio

Informe Realizado	Cantidad
Acompañamiento visitas programadas	15
Reunión con comunidades	4
Visitas cuadrillas de Gestión	147
Total Usuarios Comunidades	99
Total Visitados	261

Barrio el Madrugón charlas sobre uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos (PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Asentamiento subnormal La Nueva Esperanza charlas sobre uso racional de la energía (URE), comportamientos seguros en el hogar y en las redes de energía eléctrica, presentación de peticiones, quejas y reclamos(PQR), requisitos para matricularse ante la empresa.

Barrios y Sectores intervenidos con la cuadrilla de Gestión:

Ciudad París, Ciudad Berlín, Villa Nariño, Llano Grande, Circuito Chire Hato, Corosal, Arrayanes, Heliconias, Llano Lindo, Villa Flor Etapa 3, Bosques de San Martín.

Tabla 4.3.5. Informe Total

Informe Realizado	Cantidad
Acompañamiento visitas programadas	71
Reunión con comunidades	12
Visitas cuadrillas de Gestión	633
Acompañamientos a Cortes	10
Total Usuarios Comunidades	225
Total Visitados	951

Este fue el total de usuarios registrados en las actas de reunión usadas para estas actividades, pero el número de usuarios es mayor ya que existe una negativa a la toma de los datos y la creencia por parte de los usuarios de que si se toman los datos y firman una planilla se verán inscritos en seguros o quedan matriculados a otro tipo de servicio que puede perjudicarlos a futuro.

Se repartieron volantes de uso racional de la energía y se hicieron las publicaciones correspondientes en los periódicos locales a más de estar insertadas en las facturas que se emiten.

Es de aclarar que a partir de la nueva administración de la empresa, se han tomado varias medidas tendientes a mejorar la prestación del servicio.

Una de ellas fue la puesta en funcionamiento del Call Center, el cual cuenta con un sistema integrado de recepción de quejas y solicitudes de servicios que es atendido las 24 horas por un grupo de operarias distribuidas en turnos rotativos.

Funcionamiento Call Center

Para el desarrollo de las actividades Call Center de ENERCA S.A E.S.P, se estableció un horario de atención de lunes a domingo para prestar el servicio las veinticuatro horas del día, los siete días de la semana.

Se implementan tres turnos de ocho (8) horas:

- **Turno 1:** 6:00 am a 2:00 pm.
- **Turno 2:** 2:00 pm a 10:00 pm.
- **Turno 3:** 10:00 pm a 6:00 am.

Para cubrir estos turnos los operadores fueron distribuidos de acuerdo al flujo de llamadas que se conocía por las estadísticas, y se distribuyeron de la siguiente manera:

- **Turno 1:** Cuatro (4) Operadores.
- **Turno 2:** Cuatro (4) Operadores.
- **Turno 3:** Un (1) Operador.

En Call Center de la empresa de Energía de Casanare ENERCA S.A E.S.P, se reciben llamadas por quejas, daños y reclamos presentados en la prestación del servicio de Energía, gas y Telecomunicaciones.

En cuanto a la prestación de servicio de ENERGIA se divide en diferentes causales tales como:

- Transformadores quemados
- Líneas Caídas
- Cañuelas Caídas
- Vivienda Energizada
- Hurto de Transformador

- Sin servicio de Energía
- Sobre carga de Energía
- Falla Interna
- Alumbrado Publico

En cuanto al servicio de GAS prestado por la empresa, se reciben llamadas por daños tales como fuga de gas o sin el servicio del mismo, particular a las fallas específicas, Call – center les brinda a los usuarios una información veraz y efectiva de todos los servicios y tramites de la empresa de Energía de Casanare ENERCA S.A E.S.P.

Cuando la empresa de ENERGIA ENERCA S.A E.S.P realiza cortes y reconexiones la línea 115 está habilitada para que nuestros usuarios realicen llamadas totalmente gratis a verificar o constatar causa del corte que se ejecutó en la residencia correspondiente, es de vital importancia resaltar que mediante la línea 115 se ofrece toda clase de información correspondiente a los servicios prestados.

Se brinda información a los usuarios sobre fallas en la prestación del servicio de Energía, gas y Telecomunicaciones, cortes y reconexiones, facturación, trámites de la empresa de Energía tales como: Conexión del servicio, podas, Ampliación de Red.

La empresa reporta para el segundo semestre de 2014 un total de 1.474 interrupciones del servicio, de las cuales 119 corresponden a interrupciones programadas y 1.355 a interrupciones no programadas.

Se seleccionaron algunas interrupciones, solicitando los soportes de los avisos a los usuarios de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, a lo cual la empresa indicó que si bien cuenta con los correos electrónicos mediante los cuales se envía a los periodistas encargados de la publicación de los avisos de interrupciones, y las certificaciones de disponibilidad de espacios radiales para su emisión; no cuentan con los soportes de que efectivamente los avisos de cada una de las interrupciones fueron realizados con la anticipación exigida en la regulación.

4.4. Procesos de Recuperación de Energía dejada de Facturar Gestión perdidas

La empresa reporta en medio magnético CD, que en el 2014, se presentaron 112 casos de procesos de energía consumida dejada de facturar y en lo que va corrido del 2015, a la fecha de la visita, un total de 17 casos.

Al analizar con el grupo de abogados de la Ofician Jurídico de la empresa y al revisar los expedientes correspondientes a los casos que fueron entregados por la entidad, pudimos detectar que no se está llevando dicho proceso, acorde con las disposiciones contenidas en el Contrato de Condiciones Uniformes de la misma.

De acuerdo con la información suministrada por el área jurídica de la empresa, hasta la fecha de la visita no se había producido una decisión de fondo por parte de la empresa en dichos procesos, ya que la metodología que están utilizando, de una u otra medida lleva al usuario, bajo la amenaza de una posible acción penal a que tenga que hacer acuerdos de pago, sin la posibilidad de controvertir en debida forma dicha actuación. Lo anterior fue verificado en los expedientes que fueron suministrados.

Ese procedimiento que se está llevando, rompe con el esquema establecido por la misma entidad, ya que en el proceso que se abre y en el que se deben respetar todas las etapas contenidas en dicho procedimiento, se está prescindiendo de algunas de las mismas, configurándose con tales actuaciones violación al debido proceso lo que hace acreedora a la empresa de la apertura de investigación por estos hechos.

4.5. Compras de energía en el MEM

A la fecha de la visita, la empresa tiene suscritos 5 contratos de compra de energía con destino al mercado regulado, los cuales se originaron en un proceso de selección efectuado en el año 2013, y otros tres realizados durante el año 2014.

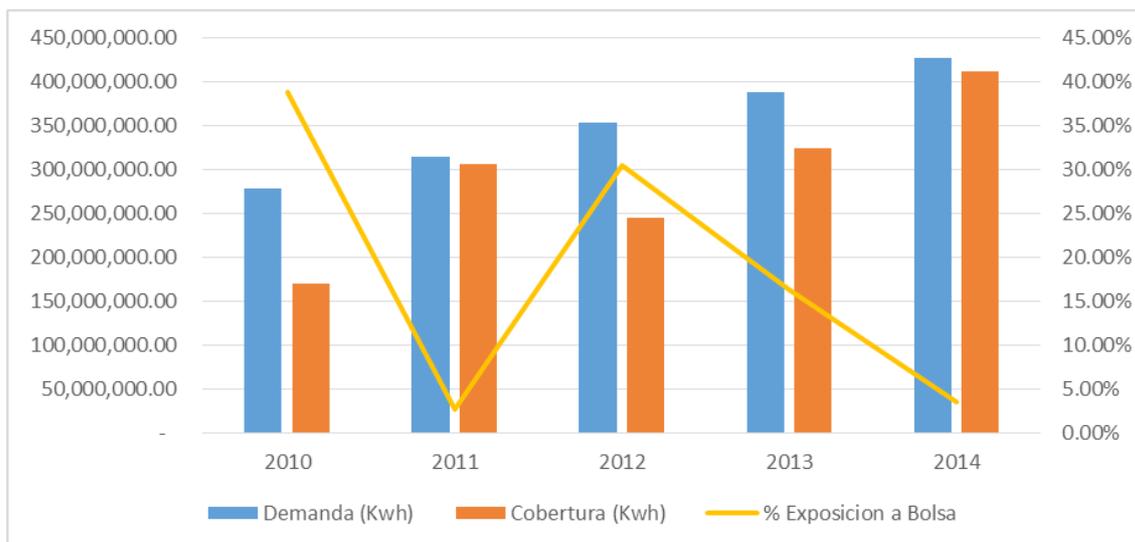
Del proceso efectuado durante el 2013, se firmaron 4 contratos para atender demanda de los años 2014 y 2015, y de los tres procesos del 2014 se firmó un contrato para atender la demanda del año 2015, debido a que un proceso fue declarado desierto y el otro no fue adjudicado al recibir propuestas económicas demasiado elevadas que no eran convenientes para los intereses de la empresa.

Con los contratos mencionados, ENERCA S.A. E.S.P. cuenta con una cobertura promedio de su demanda regulada para el año 2015 del 83,74% y una exposición a bolsa del 16,26%. La empresa manifiesta que se encuentra adelantando las gestiones necesaria para cubrir dicha exposición para el año 2015.

No obstante lo anterior, informa que no cuenta con ninguna cobertura para la demanda de energía del año 2016 en adelante, y que no se pueden realizar gestiones de compra en vista de que la ESP es de propiedad de la Gobernación de Casanare en un porcentaje superior al 90%, lo que la obliga a cumplir las disposiciones del estatuto orgánico de presupuesto establecido mediante el decreto ley 111 de 1996, y en consecuencia necesitan aprobación de vigencias futuras por parte del Consejo Departamental de Política Fiscal - CODFIS, lo cual no ha sucedido el presente año en vista del cambio de administración que se generará por efecto de las elecciones regionales.

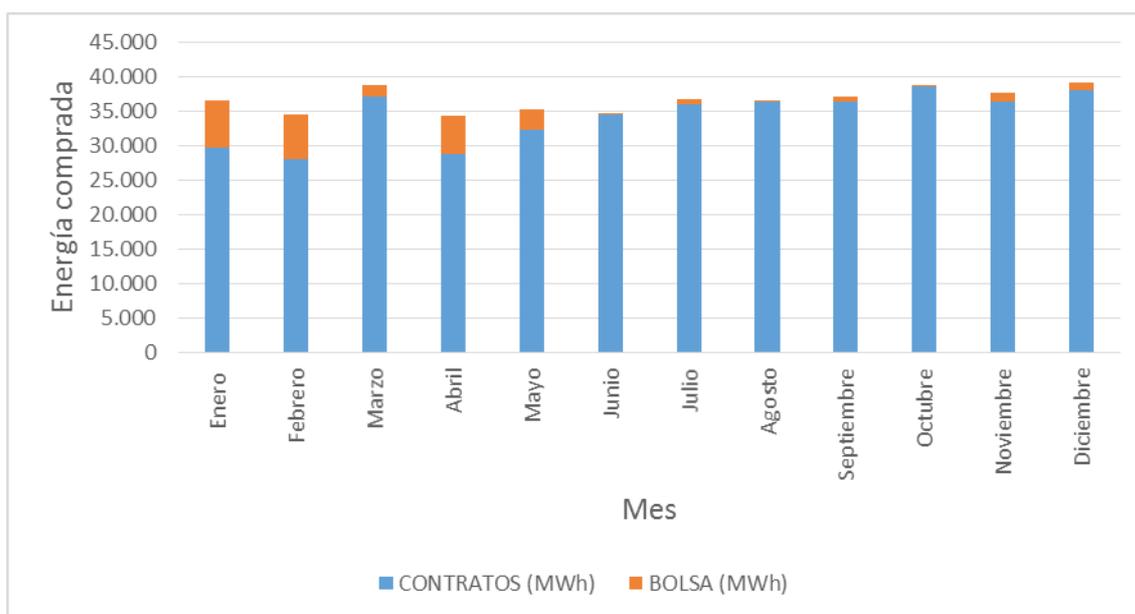
En consecuencia a partir del 1 de enero de 2016, estarán expuestos en un 100% a la bolsa de energía.

Gráfica No. 4.5.1 Demanda y exposición a bolsa por año. 2010 – 2014.



Fuente: Transacciones Comerciales – ENERCA S.A E.S.P.

Gráfica 4.5.2. Energía comprada por mes y mercado. 2014.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

Adicionalmente, la empresa no cuenta con contrato alguno para atender el mercado no regulado, con cuyos clientes se pactan tarifas basadas en el precio de bolsa más una prima que cubre los costos de transmisión, distribución, pérdidas, restricciones y comercialización.

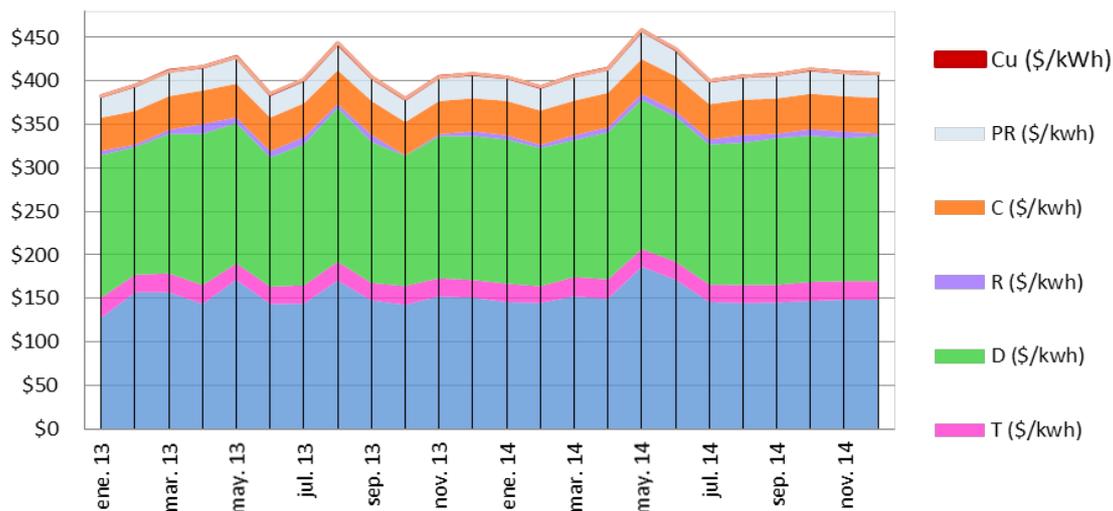
Revisados los procesos de compra de energía 003 de 2013 y 017 de 2014 con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en la Resolución CREG

168 de 2008, no se evidenciaron irregularidades.

4.6. Tarifas

De conformidad con lo indicado por la empresa, la evolución del costo unitario - CU aplicado en las tarifas al usuario final desde enero de 2013 a la fecha, presenta el comportamiento mostrado en la siguiente gráfica.

Gráfica 4.6.1. Evolución del Costo Unitario. 2013 - 2014.



Fuente: Transacciones Comerciales – ENERCA S.A E.S.P.

Como se evidencia, el componente que impacta la tarifa corresponde principalmente al de compras de energía (G), ubicado en la base de la gráfica.

Se realizó la verificación de la aplicación tarifaria, para lo cual se toma como base la publicación de tarifas realizada durante el mes de febrero del año 2015. De dicha verificación tarifaria se obtuvieron los siguientes resultados:

El componente de generación (G) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. Teniendo en cuenta la información de compra de energía en contratos y bolsa del mes de enero de 2015, arroja un resultado de 162,04 \$/kWh.

El componente de transmisión (T) se traslada de conformidad con la publicación realizada por el operador del mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado de 22,19 \$/kWh.

El componente de distribución (D) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicando el cargo $D_{t_{un}}$ publicado por el operador del mercado para el Área de Distribución - ADD Sur. No obstante, la empresa no aplica el incentivo o la compensación de calidad, toda vez que a la fecha continúa sin entrar al esquema establecido en la regulación. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja el siguiente resultado:

Nivel de tensión 1 con activos propiedad del OR	172,65 \$/kWh
Nivel de tensión 1 con activos propiedad del cliente	136,25 \$/kWh
Nivel de tensión 2	117,28 \$/kWh
Nivel de tensión 3	61,18 \$/kWh
Nivel de tensión 4	17,92 \$/kWh

El componente de comercialización (C) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007; sin embargo, se traslada el 100% del costo de contribuciones a la SSPD y a la CREG en el cargo de comercialización a pesar de que para el cálculo del porcentaje de AOM reconocido para la actualización de cargos de distribución, se incluye el porcentaje que corresponde a dicha actividad. Lo anterior de conformidad con concepto emitido por la CREG a la SSPD en el año 2012 que indica que se estos costos se debe distribuir en cada una de las actividades de forma proporcional a los gastos de funcionamiento asociados, concepto que la empresa manifiesta desconocer pero que tendrá en cuenta a partir de la fecha para elaborar los cálculos tarifarios. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado de 38,70 \$/kWh, **0,47 \$/kWh** por debajo de lo que arroja al aplicar en el cálculo el 100% de los costos de contribuciones de la empresa.

El componente de pérdidas (PR) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. Teniendo en cuenta la demanda real y las perdidas reportadas por la ESP, arroja el siguiente resultado:

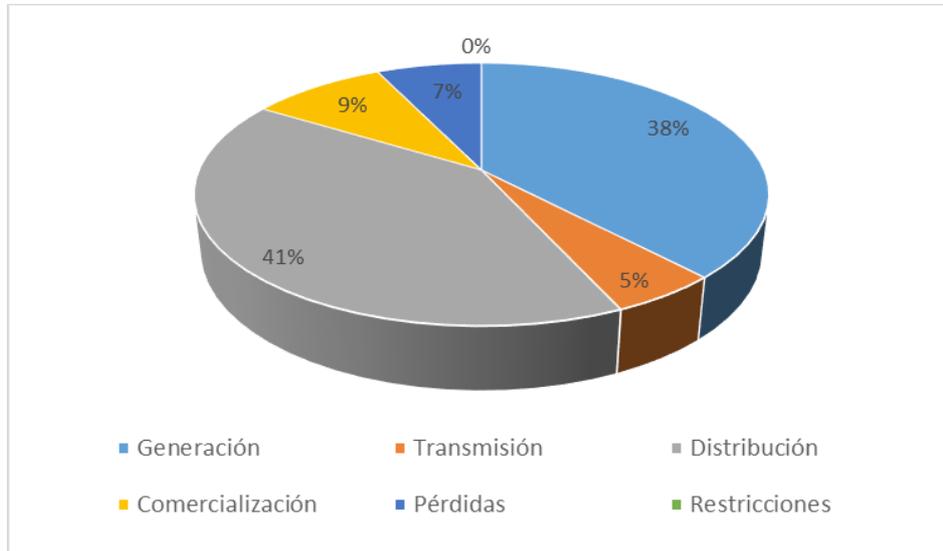
Nivel de tensión 1	29,98 \$/kWh
Nivel de tensión 2	11,60 \$/kWh
Nivel de tensión 3	10,92 \$/kWh
Nivel de tensión 4	4,06 \$/kWh

El componente de restricciones (R) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. Teniendo en cuenta la información de restricciones asignadas por el ASIC a la empresa y las ventas reportadas para el mes de enero, arroja un resultado de -0,04 \$/kWh.

Consolidando la información del CU se obtienen los siguientes resultados:

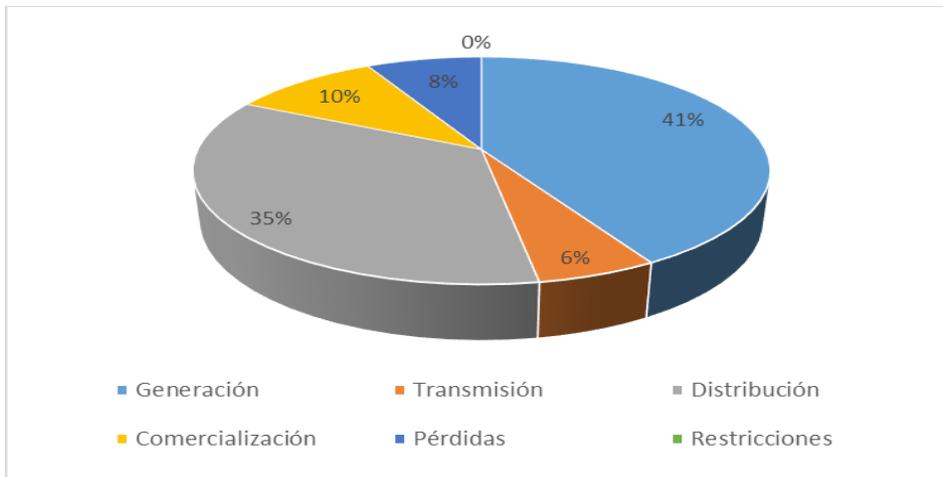
Nivel de tensión 1 con activos de propiedad del OR	425,51 \$/kWh
Nivel de tensión 1 con activos de propiedad del cliente	389,12 \$/kWh
Nivel de tensión 2	351,77 \$/kWh
Nivel de tensión 3	294,98 \$/kWh
Nivel de tensión 4	244,86 \$/kWh

Gráfica 4.6.2. Distribución del Costo Unitario para nivel de tensión 1 con activos propiedad del OR, por componente. Febrero de 2015.



Fuente: Cálculos propios

Gráfica No. 4.6.3 Distribución del Costo Unitario para nivel de tensión 1 con activos propiedad del cliente, por componente. Febrero de 2015.



Fuente: Cálculos propios

Se procedió a verificar la información tarifaria calculada por la empresa encontrando los siguientes costos:

Nivel de tensión 1 con activos de propiedad del OR	425,98 \$/kWh
Nivel de tensión 1 con activos de propiedad del cliente	389,59 \$/kWh
Nivel de tensión 2	352,24 \$/kWh
Nivel de tensión 3	295,45 \$/kWh
Nivel de tensión 4	245,33 \$/kWh

La diferencia se explica en que la empresa traslada el 100% del costo de contribuciones a la SSPD y a la CREG en el cargo de comercialización, como se mencionó anteriormente.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	4%	No cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	74	Cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	49	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	5	Cumple
Razón Corriente- Veces	1.50	1.10	No cumple

Comparada la gestión financiera de la compañía con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014 de acuerdo con la Resolución CREG No. 072 de 2002, modificada por la Resolución No. 034 de 2004, se tiene que la empresa no cumple con 2 referentes: Margen Operacional y Razón Corriente. De estos indicadores el más crítico es el de margen operacional; sin embargo, pese a que la razón corriente fue 0,4 veces menor que el referente del mercado, éste indicador presenta un riesgo importante pues de acuerdo con la normativa CREG la Empresa puede carecer de los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se muestra en las tablas 1, 2 y 3 los formatos certificados, certificados como no aplica y pendientes del año 2014 por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

Tabla 6.1 Formatos certificados en el 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno
		02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno
		03. Calidad Gas Combustible
		07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo
		12. Concepto Gral Evaluación y Resultados
		17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión
		19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión
		20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo
		21. Indicadores de Nivel de Riesgo
		BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
		C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS
		Comercializadores dentro del Mercado
		COSTOS Y GASTOS ENERGIA
		COSTOS Y GASTOS GAS NATURAL
		CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395
		CUENTAS POR COBRAR GAS RES 2395
		CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395
		CUENTAS POR PAGAR GAS RES 2395
		ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
		FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		FLUJO DE CAJA PROYECTADO GAS RES 2395
		FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 2322 VATIA
		FORMATO 1 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P
		FORMATO 1 - 3370 ENERCA SA ESP
		FORMATO 1 - 480 ISAGEN
		FORMATO 1 - 500 EBSA ESP
		FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P
		FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
		FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
		FORMATO 14
		FORMATO 15
		FORMATO 16
		FORMATO 18
		FORMATO 2 - 3370 ENERCA SA ESP
		FORMATO 20
		FORMATO 21
		FORMATO 22
		FORMATO 23
		FORMATO 24
		FORMATO 25
		FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
		FORMATO 3 - 3370 ENERCA SA ESP
		FORMATO 5
		FORMATO 6
		FORMATO CE-001 - GAS
		Formulario 1 - NIF : Clasificación Empresas Públicas
		Formulario 2 - NIF : Plan de Acción Empresas Públicas 2014
		Formulario A1 - NIF: Preguntas para Clasificación del Grupo y Generales
		INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES
		INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS
		INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS
		INFORMACIÓN COMERCIAL USUARIOS NO REGULADOS
		Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
		PETICIONES QUE NO CONSTITUYEN UNA RECLAMACION
		PROYECTOS INVERSION - EJECUCION DE LOS PROYECTOS
		PROYECTOS INVERSION - FORMULACION DE PROYECTOS
		RECLAMACIONES
		T1. INFORMACION ESTACION REGULACION Y TANQUES ALMACENAMIENTO
		T2. RESPUESTA SERVICIO TECNICO
		T4. PRESION EN LINEAS Y NIVEL DE ODORIZACION

Fuente: SUI

Tabla 6.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF GAS NATURAL
		ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA
		C2.COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL
		C3.INFORMACION SUSPENSIONES PROGRAMADAS
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO GAS PDF NATURAL
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA GAS RES 2395
		FORMATO 11
		FORMATO 13
		FORMATO 19
		FORMATO 25
		FORMATO 4
		FORMATO CE-001 - GAS
		INFORMACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES EXENTOS DE CONTRIBUCIÓN SEGUN EL DECRETO 4956 DE 2011
		MATRIZ DE RIESGO ENERGIA
		MATRIZ DE RIESGO GAS NATURAL
		NOVEDADADES PDF ENERGIA
		NOVEDADADES PDF GAS NATURAL
		ORGANIGRAMA PDF ENERGIA
		ORGANIGRAMA PDF GAS NATURAL
		PROYECTOS INVERSION - EJECUCION DE LOS PROYECTOS
		PROYECTOS INVERSION - FORMULACION DE PROYECTOS
		VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA
		VIABILIDAD FINANCIERA PDF GAS NATURAL

Fuente: SUI

Tabla 6.3 Formatos Pendientes por Cargar 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO	PERIODO
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	C1. INFORMACION SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS	AGOSTO
		FORMATO 17	Anual
		FORMATO 2 - 3370 ENERCA SA ESP	DICIEMBRE
		FORMATO 3 - 3370 ENERCA SA ESP	DICIEMBRE
		FORMATO 5	DICIEMBRE
		INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES	DICIEMBRE
		INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	DICIEMBRE
		INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	AGOSTO

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el desarrollo de la visita se solicitó y recolecto finalmente información correspondiente a las áreas técnicas, comercial, tarifaría y financiera; la misma será objeto de estudio por el grupo de profesionales de cada una de ellas y se adelantaran las actuaciones administrativas a que haya lugar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

La prestadora revela un aumento porcentual de sus ingresos del 16,12%, sin embargo siendo consecuente con este aumento, también sus costos operacionales crecen en un porcentaje similar del 16,35%, que reflejan los costos .

Sus gastos operacionales reflejan incrementos importantes del 32,6% respecto a la vigencia 2013, este aumento de gastos se concentra principalmente en los gastos generales.

La utilidad neta del ejercicio tuvo un decrecimiento del 50,42%, evidenciada principalmente por el aumento de los gastos operacionales.

Los pasivos de a prestadora se encuentran concentrados en sus pasivos estimados y provisiones, que en un mayor porcentaje corresponden a provisiones para la compra de energía eléctrica.

La prestadora para la vigencia 2014 realiza inversiones en entidades no controlantes, es así como Enerca S.A. E.S.P. invirtió \$559 millones en la empresa OPERADORES DE SERVICIOS DE COLOMBIA SAS "OPSECOL SAS", teniendo una participación del 49% de su capital suscrito.

La auditoría de gestión de resultados en su concepto de viabilidad de la prestadora establece:

(...)

“Los resultados para la empresa, en el negocio de energía eléctrica, son favorables, no obstante la empresa debe hacer énfasis en sus resultados, puesto que existen constantes variaciones y dado que en el 2014 se presentó una reducción del 50.42% en la utilidad neta.

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”

Comerciales

Luego de efectuada la evaluación del prestador se concluye lo siguiente:

La empresa no cuenta con soportes que permitan evidenciar la publicación de los avisos de cada una de las interrupciones programadas con la anticipación exigida en la regulación.

A partir del 1 de enero de 2016, la empresa estará expuesta en un 100% a la bolsa de energía, sin evidenciar acciones concretas por parte de la administración que permitan solucionar esta situación, generando un riesgo de volatilidad tarifaria al mercado.

La empresa no aplica el incentivo o la compensación de calidad en el cálculo tarifario, toda vez que a la fecha continúa sin entrar al esquema establecido en la regulación.

La empresa traslada el 100% del costo de contribuciones a la SSPD y a la CREG en el cargo de comercialización a pesar de que para el cálculo del porcentaje de AOM reconocido para la actualización de cargos de distribución, se incluye el porcentaje que corresponde a dicha actividad. Teniendo en cuenta lo anterior, la empresa cobra por este concepto 0,47 \$/kWh más de lo que debe cobrar a sus usuarios.

El componente de comercialización publicado por la empresa para la tarifa del mes de febrero, no coincide con el calculado por ella misma, y por lo tanto existe una diferencia entre el CU calculado y el CU publicado de 0,01 \$/kWh, el cual se reflejó en el proceso de facturación a los usuarios.

Técnicas

No se presentó desequilibrio de tensión, cuyo valor estuvo sobre 1,7% , lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 34500V se encuentran dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Las sobretensiones estuvieron por el orden de 8% al 11% de la tensión nominal.

No se presentó desequilibrio de corriente en todas la mediciones, el porcentaje máximo de desequilibrio fue del 4% lo cual lo ubica dentro del límite recomendado por el Std. IEEE 446 de 1995 del 20% cabe aclarar que se presenta en periodo de carga estable.

Se registran máximos, mínimos y promedio del FP, cuyo valor promedio se encuentra en 0,30 lo cual NO cumple con la Res. CREG 108 de 1997. $FP \geq 0,9$ cabe aclarar que hay momento que el FP se convierte capacitivo esto sucede en los momentos de menos carga por efecto capacitivo de las líneas de transmisión que conectan con la subestación evaluada.

Los Valores de frecuencia oscilaron dentro de 59,70 Hz y 60,15 Hz, para un promedio de 60 Hz cumpliendo así NTC-1340.

No se evidencian sobrepasos en armónicos de tensión por encima del límite exigido de 3% por la resolución CREG 065 de 2012. El valor máximo evidenciado fue de 1,068% respecto a la tensión nominal (Vn).

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite exigido por la resolución CREG 065 de 2012, del 5%.

Cabe señalar que la distorsión de corriente para la fase A supera los 15% para lo que RETIE establece que se deben dimensionar conductores o barras de acuerdo al factor de corrección exigido por la IEC 60364-5-523 anexo C.

En general, en los puntos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al H5.

La distorsión armónica de corriente para las 3 fases tuvo armónico 7 y 5 por encima del límite sugerido por la resolución CREG 065 de 2012. Los valores estuvieron comprendidos entre el 4,53% y el 9,6%.

Se presenta armónico 11 bastante elevado respecto a lo usual y teniendo en cuenta la

presencia del 5 armónico sobrepasando los límites en las 3 fases, al ser estos de secuencia negativa generan pares pulsantes en oposición a la fundamental que en motores pueden generar vibraciones mecánicas.

La distorsión de demanda cumple el límite del 5% teniendo en cuenta la corriente de máxima carga y la corriente de cortocircuito del sistema

Proyectó: Luis Fabian Sanabria- Profesional DTGEE

Proyectó: Diego Ossa – Asesor SDEGC

Proyectó: Miguel Ruiz- Profesional SDEGC

Proyectó: Enrique Botero- Profesional SDEGC

Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)