

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2019**

CENS S.A. ESP.

ANÁLISIS AÑO 2018

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa CENS S.A. ESP., en adelante CENS, se constituyó en el año 1952 para desarrollar las actividades de transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Se encuentra inscrita en el RUPS desde el 17 de marzo de 2006. Desarrolla las actividades de Transmisión de energía eléctrica desde el 29 de julio del 2011, Comercialización desde el 16 de octubre de 1952 y Distribución desde el 16 de octubre de 1952. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$7.591 millones.

Tabla No. 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP.
Sigla	CENS S.A. ESP
Representante Legal	José Miguel González Campo
Actividad desarrollada	Transmisión, Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1952
Auditor – AEGR	Nexia Internacional Montes & Asociados S.A.S.
Clasificación	Zona Interconectada
Fecha última actualización RUPS	25/01/2019

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual y en los años comprendidos entre 2006 a 2019 realizó actualización en todas las vigencias.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa CENS, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 556 empleados directos, y todos los trabajadores están vinculados mediante contrato a término indefinido, de acuerdo con la información entregada según Radicado SSPD No. 20195290850342 del 8 de agosto de 2019.

La empresa CENS cubre el siguiente mercado:

Tabla No. 2. Cobertura mercado Cens

AÑO 2018	
Cobertura Rural	89.05%
Cobertura Urbana	99.90%
Cobertura Total %	97.91%
Área Influencia (km²)	26,795
Total Clientes	519,533

Fuente: Información suministrada por la empresa

Con cinco (5) regionales en: Cúcuta, Pamplona, Ocaña, Aguachica y Tibú.

Según la información suministrada por CENS, esta cuenta a la fecha con certificación de calidad ISO 9001:2015, en Transmisión hasta 230 kV, Distribución hasta 57,5 kV y Comercialización de energía eléctrica, con fecha de aprobación del 30 de noviembre de 2004, la cual va hasta el 5 noviembre del 2019. Adicionalmente CENS se encuentra adelantando los siguientes programas ambientales y sociales:

- Proyecto BanCO2.
- Áreas de Reserva de la Sociedad Civil de Gualanday en Tibú – Norte de Santander.
- Áreas de Reserva de la Sociedad Civil de San Antonio en La Gloria – Cesar.
- Estrategia Vecinos y Amigos.
- Gestión Socio-Ambiental en Instituciones Educativas.
- Estrategia de Educación Ambiental en Comunidades.
- Iniciativas Sociales - Proyectos CONSORNOC.
- Agua para la Educación, Educación para el Agua.
- Educación al Cliente y Gestión Social.

La empresa CENS pertenece al Grupo Empresarial EPM, como subsidiaria, además EPM S.A. ESP es accionista de CENS y ejerce control sobre esta última.

2.2. Aspectos Financieros

2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas:

“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el primer semestre del año 2019 realizó el cálculo de la clasificación inicial de riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera del año 2018. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIIF, para las vigencias 2018 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la tabla No. 3.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, CENS evidencia un nivel de riesgo financiero alto (3) para 2018, cambiando la situación que presentó en el año 2017 cuyo resultado estaba catalogado como medio bajo (1), donde sus principales retos los mostraba en su liquidez, es así como la razón corriente en 2017 se encontraba en 0,83 veces. Teniendo en cuenta que para la Resolución 034 de 2004 el mínimo de este indicador es 1, la empresa CENS mostraba menor valor en este indicador en la vigencia 2017 en relación al referente, situación que continua para el año 2018 donde el resultado se posicionó en 0,74.

Tabla No. 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017 y 2018

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2018	2017
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	15%	11%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	72%	37%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	7%	0%
Ciclo Operacional	Liquidez	67,85	73,5
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	6	6
Razón Corriente	Liquidez	0,75	0,83
Patrimonio sobre Activo	Solidez	21%	20%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	27%	27%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	16%	18%
Patrimonio		229.459.689.000	208.407.920.000
RIESGO FINANCIERO		3	1

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

2.2.2. Estado de Situación Financiera

Para la vigencia 2018 los recursos de CENS se encuentran apalancados en un 79% con terceros dejando el 21% con socios y accionistas, con relación a la vigencia 2017, el porcentaje se aumentó en un 17%.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo (Gráfica No. 1), siendo la propiedad, planta y equipo el rubro que presenta mayor porcentaje con un valor de \$889.547 millones para el año 2018, presentando un aumento respecto al año 2017 de \$67.970 millones. Esta variación, corresponde principalmente al avance en la construcción de proyectos de inversión; de acuerdo con información de la compañía esta variación fue dada para:

“(...) renovación tecnológica, expansión y reposición de infraestructura reflejándose en diferentes indicadores como: disponibilidad de los activos de transmisión por encima del 99.5%; en la disminución del 5.9% del SAIDI que mide las interrupciones del servicio y en la recuperación de 28Gwh de energía

Las siguientes son las inversiones ejecutadas en infraestructura durante los últimos cuatro años, financiadas mayoritariamente con recursos del sector bancario. Se observa un gran crecimiento de la inversión durante las vigencias 2016 al 2018, especialmente en el Plan de Expansión STR para la modernización, repotenciación y adecuación tecnológica de la infraestructura eléctrica, así como recursos para el proyecto de recuperación de pérdidas de energía:

Inversiones en Infraestructura del negocio	Real a Diciembre 2015	Real a Diciembre 2016	Real a Diciembre 2017	Real a Diciembre 2018
Reposición y Modernización	19,782	18,055	21,633	30,833
Plan de Expansión STR y STN	16,707	52,869	83,472	31,045
Expansión de Redes	4,520	4,296	8,515	8,177
Electrificación Rural	6,680	3,975	2,706	2,172
Proyecto de Pérdidas	5,734	12,857	19,699	29,582
Edificios	1,583	2,682	763	
Conexión Ecopetrol Tibú	2,931	14,685	16,554	
Telecomunicaciones	492	2,450	0	
Código de medida		115	568	4
Subestación Gramalote		1,293	652	3,764
Consolidación Centros de Control		0	777	289
Subestación 34.5 KV Gamarra			155	2,508
Subestación 34.5 KV campo II			90	3,463
Total	58,429	113,277	155,583	111,837

(...)” (Fuente: Auditoría estados Financieros 31 de dic 2018)

El siguiente rubro significativo de los activos a largo plazo, son los activos intangibles distintos a la plusvalía que son de \$8.326 millones, los cuales para el año 2018 presentaron un aumento del 69% producto de la reclasificación de los traslados a operación de servidumbres en \$3,503 millones, compra de activos intangibles en \$189 millones, y la alícuota de la amortización por \$295 millones.

Los activos corrientes están integrados por: i) efectivo y equivalentes de efectivo con una variación de -39% con respecto al 2017, determinada por pagos a terceros al final de periodo; le siguen otras cuentas por cobrar corrientes con una variación de 123% definida por la compañía por una disminución principalmente en el rubro de bienes comercializados por \$10.161 millones, atribuido a la reclasificación de saldos de energía conexos; otros activos financieros corrientes, disminuyó el 100% por el retiro del CDT que tenían con el Banco Agrario. Es preciso señalar que el rubro de cuentas por cobrar representa un 11% del total del activo.

Tabla No. 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2018-2017 – miles de pesos

	2018	AV	2017	AV	AH 2018-2017	VAR %
Activos	Energía Eléctrica		Energía Eléctrica			
Activos corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	21.865.667	2%	35.570.285	3%	-13.704.618	-39%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes						
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	100.361.334	9%	94.590.715	9%	5.770.619	6%
Otras cuentas por cobrar corrientes	19.492.009	2%	8.734.154	1%	10.757.855	123%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	119.853.343	11%	103.324.869	10%	16.528.474	16%
Inventarios corrientes	6.998.612	1%	12.527.287	1%	-5.528.675	-44%
Activos por impuestos corrientes	24.179.299	2%	32.434.458	3%	-8.255.159	-25%
Otros activos financieros corrientes			1.135.253	0%	-1.135.253	-100%
Otros activos no financieros corrientes	619.710	0,1%	515.161	0%	104.549	20%
Total activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos pasivos	173.516.631	16%	185.507.313	18%	-11.990.682	-6%
Total de activos corrientes	173.516.631	16%	185.507.313	18%	-11.990.682	-6%
Activos no corrientes						
Propiedades, planta y equipo	889.547.528	82%	821.577.220	80%	67.970.308	8%
Propiedad de inversión	125.469	0,01%	115.000	0,01%	10.469	9%
Plusvalía						
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.325.694	1%	4.928.927	0,5%	3.396.767	69%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes						
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	5.284.120	0,5%	7.358.126	1%	-2.074.006	-28%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	4.508.795	0,4%	4.087.806	0,4%	420.989	10%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9.792.915	1%	11.445.932	1%	-1.653.017	-14%
Otros activos financieros no corrientes	85.070	0,01%	90.831	0,01%	-5.761	-6%
Otros activos no financieros no corrientes	963.158	0,1%	1.139.449	0,11%	-176.291	-15%
Total de activos no corrientes	908.839.834	84%	839.297.359	82%	69.542.475	8%
Total de activos	1.082.356.465	100%	1.024.804.672	100%	57.551.793	6%
Patrimonio y pasivos						
Pasivos						
Pasivos corrientes						
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23.279.237	2%	23.672.101	2%	-392.864	-2%
Otras provisiones corrientes	12.844.968	1%	22.458.864	2%	-9.613.896	-43%
Total provisiones corrientes	36.124.205	3%	46.130.965	5%	-10.006.760	-22%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes						
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	101.732.230	9%	113.241.780	11%	-11.509.550	-10%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	101.732.230	9%	113.241.780	11%	-11.509.550	-10%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	8.041.250	1%	8.444.210	1%	-402.960	-5%
Obligaciones financieras corrientes						
Otros pasivos financieros corrientes	74.943.442	7%	44.039.996	4%	30.903.446	70%
Otros pasivos no financieros corrientes	11.003.466	1%	10.457.926	1%	545.540	5%
Total pasivos corrientes	231.844.593	21%	222.314.877	22%	9.529.716	4%
Pasivos no corrientes						
Provisiones no corrientes						
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	211.644.646	20%	218.313.644	21%	-6.668.998	-3%
Otras provisiones no corrientes	2.620.630	0,2%	8.067.632	1%	-5.447.002	-68%
Total provisiones no corrientes	214.265.276	20%	226.381.276	22%	-12.116.000	-5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes						
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	3.063.046	0,3%	1.196.303	0,1%	1.866.743	156%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.063.046	0,3%	1.196.303	0,1%	1.866.743	156%
Pasivo por impuestos diferidos	72.886.288	7%	79.198.401	8%	-6.312.113	-8%
Obligaciones financieras no corrientes	330.758.055	31%	287.236.333	28%	43.521.722	15%
Otros pasivos financieros no corrientes	14.286	0,001%	0	0%	14.286	
Otros pasivos no financieros no corrientes	65.232	0%	69.562	0,01%	-4.330	-6%
Total pasivos no corrientes	621.052.183	57%	594.081.875	58%	26.970.308	5%
Total pasivos	852.896.776	79%	816.396.752	80%	36.500.024	4%
Patrimonio						
Capital emitido	7.591.150	1%	7.591.150	1%	0	0%
Ganancias acumuladas	208.502.098	19%	184.015.026	18%	24.487.072	13%
Efectos por adopción NIF						
Otras reservas	43.815.398	4%	45.450.410	4%	-1.635.012	-4%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	-30.448.957	-3%	-28.648.666	-3%	-1.800.291	6%
Total patrimonio	229.459.689	21%	208.407.920	20%	21.051.769	10%
Total de patrimonio y pasivos	1.082.356.465	100%	1.024.804.672	100%	57.551.793	6%

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminado Comparativos 2017-2016.

Gráfica No. 1. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2018-2017



Fuente: SUI

El 48% del endeudamiento con terceros corresponde a obligaciones con el sector financiero, de estos \$74.943 millones son préstamos a corto plazo y \$330.758 millones a endeudamiento a largo plazo.

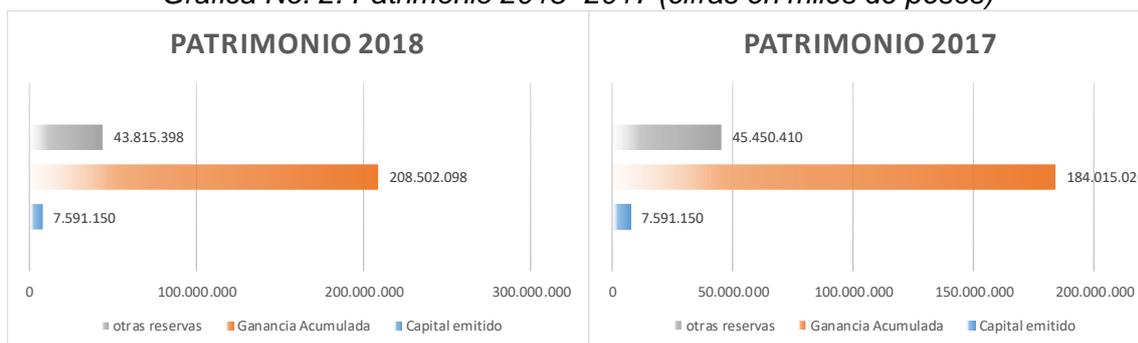
Para el año 2018 se identifica una variación significativa del 70% con respecto al año anterior, en el rubro de otros pasivos financieros corrientes de acuerdo con la información suministrada en visita se generó por:

“(...) Créditos y préstamos con aumento de \$30,900 generado por los desembolsos del crédito de tesorería con Bancolombia por \$7,000 y BBVA por \$20,000, intereses causados indexados a costo amortizado por \$29,290 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$152,310 no obstante la sustitución de deuda por parte del Banco Bogotá de los créditos con el Banco Davivienda en \$117,032 y con el Banco BBVA en \$20,800, abono a capital del Banco Bogotá en \$10,000, del Banco Agrario en \$5,000 y los intereses pagados de \$24,868. (...)”

Ahora bien, es importante mencionar la participación de las provisiones por beneficios a los empleados, la cual es del 28% del total del pasivo; en este rubro de acuerdo a la nota 16 de los estados financieros a 31 de diciembre de 2018, se identifican provisiones a diferentes beneficios que tienen los jubilados y empleados de acuerdo con la convención colectiva, tales como: auxilio funerario, cesantías retroactivas, auxilio educativo, subsidio de servicios públicos, primas de antigüedad, primas quinquenales, y la provisión legal de cesantías, interés de cesantías y vacaciones.

Las provisiones además señalan una variación importante del 43%; en visita la compañía informa que esta variación se generó principalmente por el proceso terminado a favor de CENS principalmente por la negación del incidente de nulidad presentado por la sociedad AES CHIVOR S.A. E.S.P., quedando en firme la sentencia favorable para CENS.

Gráfica No. 2. Patrimonio 2018- 2017 (cifras en miles de pesos)



Fuente: SUI

Con relación al apalancamiento con los socios de CENS, se presenta un incremento de 10% con relación al 2017, debido a que el patrimonio a diciembre de 2018 es de \$229.460 millones, es decir, un incremento de \$21.052 millones, por aumento en un 13% en la utilidad del periodo para el 2018.

En visita se informó que la compañía se encuentra en proceso de expansión y mejora de la infraestructura eléctrica por lo tanto "(...) La inversión 2019-2022 será financiada en parte con recursos de terceros y también, como una apuesta de los accionistas por el territorio, no se realizará reparto de dividendos correspondientes a las utilidades del 2018-2020, las cuales quedarán acumuladas como utilidades de ejercicios anteriores(...)"

2.2.3. Estado de Resultados Integrales.

Tabla No. 5. Estado de Resultados Integral Comparativo 2018-2017 – miles de pesos

Estado de Resultados Integral, resultado del periodo, por función	2018	AV	2017	AV	VAR %
Ingresos de actividades ordinarias	688.610.229	100%	615.993.110	100%	12%
Costo de ventas	535.174.770	78%	503.207.492	82%	6%
Ganancia bruta	153.435.459	22%	112.785.618	18%	36%
Otros ingresos	371.306	0,1%	2.619	0%	14077%
Gastos de administración	60.785.946	9%	59.597.671	10%	2%
Otros gastos	1.729.341	0,3%	3.247.029	1%	-47%
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	91.291.478	13%	49.943.537	8%	83%
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	0	0%	213.326	0%	-100%
Ingresos financieros	7.600.712	1%	8.688.260	1%	-13%
Costos financieros	24.784.417	4%	18.181.019	3%	36%
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con	2.890.422	0,4%	5.366.466	1%	-46%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	71.217.351	10%	35.297.638	6%	102%
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	29.076.788	4%	17.644.147	3%	65%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	42.140.563	6%	17.653.491	3%	139%
Ganancia (pérdida)	42.140.563	6%	17.653.491	3%	139%

Fuente: SUI

Respecto a los ingresos de CENS, la empresa afirma que:

"(...) Durante el año 2018 los ingresos ascendieron a \$688,659 millones, con crecimiento significativo de \$72,666 millones, atribuido a una mayor tarifa de venta aplicada a los usuarios, la venta de energía a Enertolima, los buenos resultados del plan recuperación de pérdidas, el incremento en los beneficios por uso de redes

principalmente en los sistemas de distribución local y de transmisión regional, y por otra parte, las recuperaciones no efectivas, por el fallo a favor de CENS, sobre de la demanda presentada por la sociedad CHIVOR S.A. E.S.P, por el contrato de suministro de energía. (...)"¹

El costo de ventas de la compañía para el 2018 fue de \$688.610 millones representando el 78% del total de los ingresos operacionales, sus costos más representativos son: a) costo de bienes y servicios públicos para la venta \$358.934 millones, b) depreciación \$50.545 millones, c) servicios personales \$38.530 millones y d) Ordenes y contratos de mantenimiento \$31.811 millones.

Los gastos administrativos son de \$60.786 millones correspondientes a: a) gastos por pensiones \$12.427 millones, b) sueldos y salarios \$11.511 millones, c) impuestos, tasas y contribuciones (no incluye impuesto de renta) \$9.818 millones, d) comisiones y honorarios \$6.503 millones, e) mantenimiento \$3.549 millones, f) provisión para contingencias \$2.973 millones, g) alumbrado navideño \$1.265 millones, h) vigilancia y seguridad \$1.235 millones.

De acuerdo con la nota 24 de los Estados Financieros se evidencia que: "(...) Se presentó una variación importante en los impuestos contribuciones y tasas, básicamente por aumento en industria y comercio por mayores ingresos e incrementos de tarifas de algunos municipios en la cuota de fiscalización mayor base de liquidación, según resolución 14669 de 2018; impuestos alumbrado público aumentó por mayores ingresos e incrementos de tarifas de algunos municipios (...)"

Las utilidades del 2018 ascendieron a \$42.141 millones, éstas equivalen al 6% de los ingresos operacionales, ya descontados los gastos por impuestos. Este porcentaje aumentó con referencia al año anterior por el incremento en la operación comercial y la optimización de costos y gastos.

La compañía informó en visita realizada que:

"(...) En 2018, en materia financiera CENS cerró uno de los años con mayores crecimientos en la historia de la empresa. A pesar de los retos que vivió el Grupo EPM por la contingencia en Hidroitango logramos mantener nuestro ambicioso plan de inversiones e impulsamos una estrategia de priorización y optimización de costos y gastos por valor de \$13.000 millones. El indicador EBITDA creció un 39% y el resultado neto un 139% con relación al 2017(...)"

2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo.

La compañía entregó el flujo de caja tanto real como proyectado como se observa en las tablas No. 6 y 7. En cuanto a los flujos reales se muestran excedentes de caja del orden de \$21.397 millones en la vigencia 2018, esto muestra que cuenta con recursos suficientes para garantizar la prestación del servicio.

¹ Información visita CENS, agosto de 2019.

Tabla No. 6. Flujo de Efectivo real 2018

FLUJO DE CAJA CENS S.A. E.S.P. 2018	
	Total 2018
INGRESOS	1.016.724.990.230
Operacionales	534.393.260.805
Asociados a inversión	-
Otras cuentas por cobrar	-
Otros ingresos	38.010.641.348
Subsidios	80.898.469.346
Préstamos vinc. Económicos	-
Venta de divisas	-
Recaudo de terceros	135.515.738.113
Convenios	5.074.880.618
Desembolso de créditos	222.832.000.000
EGRESOS	1.032.149.965.986
Costos de comercialización	358.516.749.029
Costos de producción	69.431.629.125
Pago dividendos	10.844.124.435
Inversiones nuevos negocios	-
Otras Aplicaciones de Inversión	18.759.168.498
Funcionamiento	18.233.025.505
Impuestos contribuciones y tasas	52.434.614.006
Proyectos de inv infraestructura	116.822.287.271
Gastos de personal	75.456.432.375
Convenios	3.675.540.924
Recaudo de terceros	128.005.856.494
Transferencias	2.270.514.297
Servicio deuda	177.700.024.029
Total recursos	21.397.063.515

Fuente: CENS S.A. ESP

En el 2018 el rubro principal de entrada de efectivo correspondió, a la actividad de distribución y comercialización de energía, se dio un incremento con el año anterior "(...) producto de una mayor tarifa de venta en \$37/kWh en bolsa y contratos, la venta de energía a Enertolima que no se tenía el año anterior (...)" según la nota 21 de los estados financieros de CENS.

En cuanto a los flujos de caja proyectados, la empresa muestra un flujo de operación de \$165.508 millones, para el año 2020, con una proyección de inversión de \$111.064 millones del cual tendrá que financiar en parte con recursos externos \$53.500 millones y aportes de socios \$46.008 millones, y el resto con flujos de la operación. Se tiene para el 2020 un saldo de caja de \$27.412 millones, lo cual genera una proyección en 4 años ambiciosa tal como lo informó la compañía en visita.

“(…) El resultado de la proyección muestra una empresa financieramente viable, los ingresos operacionales presentan crecimiento en el horizonte de proyección, principalmente en el 2020 por la aplicación de los cambios regulatorios (aprobación de cargos del distribuidor según Resolución CREG 015/2018) y por nuevos ingresos en la diversificación en el portafolio de servicios a los clientes con la implementación del proyecto B2B/B2C.

La utilidad EBITDA proyectada permite cubrir adecuadamente las necesidades de operación, financiación e inversión que requiere CENS y un margen EBITDA promedio de 25% en el lapso de la proyección.

Para el periodo del 2019 al 2022 se estiman inversiones en infraestructura eléctrica, cercanas a \$459 mil millones con un promedio anual de \$115 mil millones, especialmente en reposición y modernización, plan de expansión del STR, recuperación y control de pérdidas y nuevas subestaciones. Las anteriores inversiones se requieren para mantener actualizado el sistema eléctrico de CENS de conformidad con las exigencias regulatorias en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

La inversión 2019-2022 será financiada en parte con recursos de terceros y también, como una apuesta de los accionistas por el territorio, no se realizará reparto de dividendos correspondientes a las utilidades del 2018-2020, las cuales quedarán acumuladas como utilidades de ejercicios anteriores (...).”

Tabla No. 7. Flujo de Efectivo Proyectado

Concepto	Proyecciones financieras Ago 2019			
	2020	2021	2022	2023
Flujo de Operación	165.508	185.200	206.466	256.678
(-) Flujo de Inversión	111.464	134.067	172.180	141.830
(=) Flujo de Después de Inversión	54.044	51.133	34.286	114.847
Flujo de Financiación	50.916	49.465	33.569	114.640
(=) Superávit (Déficit) Anual	3.128	1.668	717	207
(+) Saldo caja periodo anterior	24.284	27.412	29.080	29.797
Saldo Final de Caja	27.412	29.080	29.797	30.004

Fuente: CENS S.A. ESP

2.3. Gestión de Riesgos.

El prestador CENS, bajo el Acta de Junta Directiva 753, del 24 de abril de 2014, registró la aprobación y adopción de la Política de Gestión Integral y Gestión Integral de Riesgos, teniendo en cuenta que en su momento se estaba ejecutando el plan de acción de implementación del Sistema de Gestión Integrado bajo los lineamientos de las normas NTC GP 1000:2009 y MECI.

2.3.1. Política de Gestión Integral del Riesgo.

La Política de Gestión Integral del Riesgo de CENS, indica:

“(...) CENS realiza la gestión de los riesgos que incide sobre su actividad y su entorno, adoptando las mejores prácticas y estándares internacionales de Gestión Integral de Riesgos (GIR), como una forma de facilitar el cumplimiento del propósito, la estrategia, los objetivos y fines empresariales, tanto de origen estatuario como legal (...)”

2.3.2. Proceso de Gestión del Riesgo.

Ahora bien, bajo el acta de reunión 002 de 17 de diciembre de 2015, se revisó y aprobó el diseño del proceso de Gestión Integral de Riesgos y homologación del proceso definido para el Grupo Empresarial EPM; en el cual incluyeron a modo de proceso dentro del Modelo de Procesos de CENS la “Gestión Integral de Riesgos” como parte del “Macroproceso Gestión Financiera”; el cual está compuesto por las actividades de identificación de riesgos, análisis y evaluación de riesgos, tratamiento de riesgos e investigación de eventos.

2.3.3. Responsabilidades.

En cuanto a las responsabilidades correspondientes a la gestión del riesgo, de acuerdo con las actas aportadas por el prestador, indican que los responsables de los procesos, proyectos y contratos son los que analizan y gestionan los eventos de riesgo que se presenten en cada una de sus áreas, con el apoyo y acompañamiento del grupo de Gestión Integral de Riesgos.

2.3.4. Metodología de Administración del Riesgo.

La metodología utilizada por CENS para gestionar los riesgos por cada evento identificado la realizan basados en la Norma Técnica Colombiana ISO 31000 “Gestión del Riesgo - Principios y Directrices”.

2.3.5. Metodología de Valoración del Riesgo:

De acuerdo con lo presentado en el documento “Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgos” - GUI_306_GIR_001, versión 27/06/2019, del prestador y las matrices de gestión de riesgo aportadas, se observa que la metodología utilizada para realizar la evaluación del riesgo es la “Matriz de Consecuencias y Probabilidad”, basada en una matriz (como su nombre lo indica) en la cual se combinan las calificaciones cualitativas y semi-cuantitativas de consecuencias y las probabilidades para producir un nivel de riesgo o una calificación de riesgo.

La escala (o escalas) de consecuencias cubren el rango de consecuencias para recurso financiero, calidad, imagen / reputación, personas, ambiente, información y tiempo. Sin embargo, para el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres se observa que se realiza el análisis de consecuencias cubriendo el rango de consecuencias para personas, ambiente y calidad del servicio y se observa que hace falta el análisis de consecuencias sociales y económicas, como lo indica el Decreto 2157 de 2017. La escala presenta:

Para el cálculo de la probabilidad los valores obedecen a un patrón lineal con uno (1)

como mínimo y cinco (5) como máximo. Para la consecuencia el patrón es geométrico con uno (1) como mínimo y dieciséis (16) como máximo. La escala de riesgo se presenta a continuación:

- ✓ Riesgo extremo (zona roja): Son riesgos de máxima prioridad; se requiere de acciones inmediatas.
- ✓ Riesgo alto (zona naranja): Son riesgos de Alta prioridad; se requiere de acciones a corto plazo.
- ✓ Riesgo tolerable (zona amarilla): Son riesgos de prioridad moderada, se requiere de acciones a mediano plazo.
- ✓ Riesgo aceptable (zona verde): Son riesgos de baja prioridad; no son necesarias acciones adicionales.

Tabla No. 8. Matriz para calificación del Riesgo Probabilidad vs Consecuencia

PROBABILIDAD		CONSECUENCIA				
		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	4	8	16
Muy alta	5	5	10	20	40	80
Alta	4	4	8	16	32	64
Media	3	3	6	12	24	48
Baja	2	2	4	8	16	32
Muy baja	1	1	2	4	8	16

Fuente: Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Regional Cúcuta

La empresa CENS cuenta con tres matrices de valoración de riesgos, con las que se analizan los riesgos de la empresa, riesgos operativos y riesgos de incumplimiento regulatorio. Los riesgos con mayor calificación presentados en:

Matriz de riesgos de la empresa:

Calificación: Extremo

- Afectación a la integridad de las personas y/o daños a la infraestructura por las alteraciones del orden público.
- Debilidades en la gestión de proyectos de infraestructura/proyectos de desarrollo empresarial.
- Escasez de recursos financieros para el logro de los objetivos del negocio.

Calificación: Alto

- Falta o falla en la capacidad de adaptación empresarial ante los cambios en la regulación relacionada con servicios públicos
- Generación de conflictos socio políticos en el área de influencia de la empresa en el desarrollo de proyectos o la operación.
- Ataques cibernéticos
- Cambios tarifarios que impactan la gestión empresarial y la calidad de vida de los usuarios

Matriz de riesgos operativos:

Calificación: Extremo

- Accidentes generados a terceros en zonas de influencia de la infraestructura de Transmisión y distribución durante la operación, restablecimiento o mantenimiento.

Calificación: Tolerable

- Afectación de la calidad de la prestación del servicio de energía.
- Fenómenos naturales como descargas atmosféricas, lluvias, vientos, derrumbes, vendavales, incendios forestales, radiación solar, movimientos sísmicos, entre otros.
- Deficiencias de integridad en los sistemas de información requeridos para el desarrollo del proceso.
- Instalaciones en condiciones inadecuadas.

2.3.6. Auditoría al proceso de Gestión del Riesgo.

De acuerdo con el último informe de la auditoría al Proceso de Gestión del Riesgo realizada el 30 de noviembre de 2018, se concluyó que CENS cuenta con mapa de riesgos de la empresa la cual cuenta con 14 riesgos, los cuales tienen identificados oportunidades de mejora.

2.3.7. Plan de Continuidad de Negocio.

El Plan de Continuidad de Negocio de CENS es el del Grupo EPM titulado “Continuidad del Negocio Transmisión y Distribución” de versión diciembre 2017 cuyos objetivos son:

- Los escenarios de peor caso del Negocio T&D Nacional.
- Las consecuencias de no poder trabajar con normalidad y como cambiarían estas en el tiempo.

El alcance fundamental es soportar la construcción de los planes de continuidad del negocio. A continuación, se presenta la metodología establecida por el grupo EPM para realizar el Análisis de Impacto del Negocio.

Gráfica No. 3. Metodología de Análisis de Impacto del Negocio



Fuente: Plan de Continuidad de Negocio Continuidad del Negocio Transmisión y Distribución” de versión diciembre 2017

2.3.8. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres-PGRD.

Respecto al Plan de Gestión de Riesgos de Desastres-PGRD, se pudo observar que el prestador CENS cuenta con cinco Planes:

Tabla No. 9 Planes de Gestión del Riesgo de Cens

Plan de Gestión del Riesgo de Desastres - PGRD	Alcance (Municipios)
Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Regional Cúcuta	Cúcuta, Villa del Rosario, Los Patios, Puerto Santander, El Zulia, San Cayetano, Santiago, Lourdes, Gramalote, Villacaro, Salazar, Arboledas y Cucutilla.
Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Regional Pamplona	Pamplona, Toledo, Chinácota, Pamplonita, Durania, Bochalema, Mutiscua, Silos, Cacota, Chitagá, Labateca, Herrán y Ragonvalia.
Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Regional Ocaña	Ocaña, convención, González, Río de Oro, El Carmen, Teorama, El Tarra, San Calixto, Hacarí, La Playa y Abrego.
Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Regional Tibú	Tibú, Sardinata y Bucarasica.
Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Regional Aguachica	Aguachica, Pelaya, La Gloria, Gamarra, Morales, La Esperanza y Cáchira

Fuente: Radicado SSPD 20195290610832

Respecto a los PGRD se observa que no se encuentra el contexto externo, está muy general, lo cual no permite que, para algunos sitios como subestaciones, entre otros se permita identificar con claridad los riesgos y escenarios presentes, así mismo sucede con los Planes de Emergencia y Contingencia, por lo cual se sugiere realizar los ajustes del PGRD y sus componentes de acuerdo con cada uno de los criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, para cada una de las regionales.

2.4. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

2.4.1. Análisis de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados -AEGR- del año 2018.

Con el fin de analizar el manejo y desarrollo de la empresa CENS, la firma de AEGR, NEXIA MONTES & ASOCIADOS, presenta ante esta Entidad, para el periodo correspondiente al año 2018, los análisis y conclusiones, encontrados durante el desarrollo de su gestión de auditoría.

A continuación, se presentan las conclusiones que se consideran más relevantes.

2.4.2. Concepto Sistema de Control Interno.

El informe consigna que CENS, cuenta con una estructura de control interno, que permite efectuar el seguimiento a los diferentes procesos y procedimientos de la empresa, cuantificar la eficiencia y eficacia de los planes de acción y el cumplimiento de los objetivos establecidos por la administración de la E.S.P.

Expresamente el auditor asegura que: “(...) *Nota aclaratoria: En CENS existe una cultura organizacional de gestión de riesgos, la cual es apoyada por la Alta Gerencia y por los líderes de organización. En los diferentes niveles de la estructura administrativa se tiene establecido la gestión del riesgo, donde se actualizan periódicamente y se administran en el aplicativo KAIROS dispuesto para tal fin. (...).*”.

2.4.3. Arquitectura Organizacional.

Nos asegura el AEGR, haber realizado la revisión de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría y de Trabajos de Aseguramiento, además, de la Norma Internacional de trabajos de revisión-encargos de revisión de estados financieros ISRE-NITR 2400 y la norma internacional de trabajos para atestiguar distintos de revisiones de información financiera histórica ISAE-NITA 3000 y sobre el reporte de información a través del Sistema Único de Información, SUI, para las empresas de energía.

Es pertinente, destacar la recomendación de la AEGR, la cual, concluye así: "(...) Se hace necesario actualizar el Código de Buen Gobierno Corporativo, ajustándolo a la actual realidad empresarial o bien adoptarlo de acuerdo a las directrices de EPM, para sus filiales y armonizado con la estructura estratégica actual de la organización.

De otra parte, se puede manifestar en general, que la empresa cuenta con elementos y objetivos organizacionales, definidos y armónicos; que coadyuvan al desarrollo empresarial. Lo anterior, contribuye a que todas las áreas de la empresa operen con sinergia, para así lograr los objetivos de la misma. (...)."

2.4.4. Viabilidad Financiera.

El auditor, nos informa acerca de la situación actual y las acciones a futuro que emprenderá la empresa, de donde se deduce, que se estima el incremento de las ventas, por medio de la ampliación de la infraestructura que permita la ampliación de la cobertura, por lo tanto, se tiene estimado el plan de inversión, en especial el proyecto para la recuperación y control de pérdida de energía.

Frente a los costos se indica una sobre ejecución del 3%, es decir, un valor de \$15.415 millones, movido por el incremento en los costos de la prestación de servicios de energía los cuales en comparación con lo que se tenía presupuestado superando el estimado en \$ 24.139 millones, principalmente por la compra de energía en contratos y energía en bolsa, sin embargo los costos de órdenes y contratos reflejaron un menor valor ejecutado de \$7.973 millones, lo que permitió disminuir la sobre ejecución inicial de los costos de prestación de servicios.

Por las situaciones manifestadas anteriormente se presentó el porcentaje de cumplimiento del EBITDA en el 98%.

EBITDA: obtuvo un cumplimiento del 98%, frente a la meta establecida, dicho resultado como efecto del comportamiento de los ingresos y los costos, sobre todo porque la partida de costos de prestación de servicios se incrementó considerablemente, con lo cual, se vio afectado el logro de la meta, determinada para este indicador.

UTILIDAD NETA: para el 2018 presenta una sobre ejecución de \$ 7.655 millones comparado con lo que se tenía presupuestado, las variaciones que influyeron en este resultado se relacionan con el mayor valor generado en ingresos por el incremento en las tarifas para la presente vigencia, situación que compenso el impacto de los costos de la prestación del servicio, los cuales, arrojan un aumento que superó el estimado definido por la empresa para el periodo, sin embargo, se generó otro excedente, que permitió alcanzar la meta de la utilidad y superarla.

En cuanto a los otros ingresos se reflejó una recuperación no efectiva por el orden de los \$ 14.960 millones, los cuales se derivan de la reversión de la provisión que se tenía registrada por concepto de litigio a favor de Chivor.

Pese a que los costos de la prestación de servicios fueron mayores a los presupuestados, fue posible cubrir la diferencia con la generación de ingresos operacionales y otros ingresos y se alcanzó la meta de la utilidad, obteniendo un resultado óptimo.

MARGEN NETO: Como resultado el margen neto superó en 0,9 puntos porcentuales la meta establecida para la vigencia 2018, y frente al 2017 tuvo una mejora del 3%, principalmente por las sobre ejecuciones reflejadas en las partidas de los ingresos operacionales derivados de la prestación de servicios y ejecución de órdenes y contratos, por la venta de energía a la central de Enertolima que no se tenía prevista, además los ingresos extraordinarios como las recuperaciones no efectivas y las derivadas de reclamaciones de pólizas por responsabilidad extracontractual.

De acuerdo con el comportamiento de la inflación para el sector energético, la misma se ubicó en el 8%, considerándose una de las más altas frente a las demás variaciones de los sectores nacionales, principalmente los factores que influyeron en que la inflación incrementara en niveles elevados fue el efecto de la reforma tributaria, la cual, aplicó mayores precios a los combustibles impactando directamente el costo del servicio de energía generado mediante estos insumos, también se contempla entre las causas el impacto de la tasa de cambio que se dio al alza para el segundo semestre del 2018 influyendo en el precio de la energía en bolsa, además de las especulación que se tiene sobre los cambios climáticos en el corto plazo.

Nos indica la AEGR, que la entidad no presenta un fondo pensional, que permita tener un respaldo para dicha obligación, si bien la entidad realiza anualmente el cálculo actuarial de los diferentes regímenes y los beneficios derivados de estos y se registran en el sistema de información contable, la entidad no cuenta con una provisión o patrimonio autónomo que respalde el pasivo pensional, generando con ello una des provisión financiera y riesgos que pueden desencadenarse en caso de tener que cumplir con las obligaciones en un tiempo cercano, al respecto es importante destacar que este tema es de conocimiento de la junta directiva, sin embargo, en las últimas reuniones no se discutió, debido a que “la entidad no cuenta con los recursos suficientes para crear esta reserva pensional”.

2.4.5. Hipótesis de Negocio en Marcha y Causal de Disolución – NIA 570.

La opinión de la AEGR, acerca de los estados financieros, versan en cuanto a:

- Proyecciones financieras 2018-2026 con los supuestos macroeconómicos, microeconómicos y del sector.
- Estados financieros a diciembre 31 de 2018, dictaminados por el revisor fiscal
- Informe ejecutivo del comportamiento financiero
- Informe comercial por negocios de la empresa
- Informe de la calificadora FITCH RATINGS emitido en 2018

Después de analizados los anteriores informes, el AEGR, concluye que la situación financiera es saludable, CENS, “(...) es una empresa sólida, sus ingresos le permiten consolidar su crecimiento y cumplir con los compromisos con los terceros, asumiendo nuevas oportunidades de negocio y forjar una posición dominante en el sector energético. Las proyecciones financieras advierten unas inversiones importantes en plan de expansión y proyectos del sistema de distribución local como la principal inversión para robustecer la capacidad instalada y la confiabilidad del servicio. Para el

período 2019-2024 según las proyecciones se estiman en \$582.039 millones, con flujos de caja positivos, sin embargo, también se presenta apalancamiento vía desembolsos de créditos que permitirían tanto el pago del pasivo pensional como la amortización de créditos y el pago de dividendos. Con base en lo anterior, podemos concluir que no se advierten riesgos financieros en el corto y mediano plazo para la entidad, toda vez, que su generación operativa le permite el cumplimiento de sus obligaciones adicional al apalancamiento con endeudamiento financiero.

A nivel de la gestión podemos concluir que los resultados obtenidos durante la vigencia 2018 son adecuados con un crecimiento importante en sus indicadores de rentabilidad (margen ebitda, operacional y neto), sustentado en el crecimiento de los ingresos y la reducción de costos y gastos cumpliendo con la política de austeridad.

Con base en el análisis de las proyecciones financieras y los resultados obtenidos a diciembre 31 de 2018, la demanda y composición del mercado, las tendencias a nivel externo, los supuestos macroeconómicos y el plan estratégico, no advertimos riesgos para el negocio en marcha de la entidad. (...).”.

2.4.6. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos.

Con respecto al área de análisis y evaluación de puntos específicos de CENS, el auditor verificó y los resultados encontrados, son los que se relacionan a continuación:

CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE GESTIÓN Y/O ACUERDOS DE MEJORAMIENTO SUSCRITOS CON LA SSPD

No suscribieron programas de gestión y/o acuerdos de mejoramiento con la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios.

VERIFICACIÓN INFORMACIÓN FINANCIERA CARGADA AL SUI (Resolución 20051300033635 de diciembre 28 de 2005)

La información financiera reportada en la plataforma del SUI el 22 de abril de 2019, corresponde a la certificada por el Representante Legal y el Contador, y dictaminada por la Revisora Fiscal Silvia Liliana Arciniegas Vega, en representación de la firma KPMG S.A.S., el 21 de febrero de 2019, emitiendo una opinión limpia.

LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

No estuvo expuesta al riesgo de una limitación en el suministro de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en las resoluciones CREG 116 de 1998, CREG 001 de 2003 modificadas por la Resolución CREG 039 de 2010, y la Resolución CREG 019 de 2006.

LIQUIDEZ

A continuación, presentamos los resultados obtenidos del cálculo de los indicadores de liquidez por el período objeto de análisis

Explica el AEGR, que el resultado de la razón corriente es inferior a 1, la disminución obedece a que los activos corrientes disminuyeron en \$12.461 millones, en tanto los pasivos corrientes aumentaron en \$9.530 millones, por lo tanto, el indicador disminuye,

originado por el incremento en el endeudamiento financiero para el apalancamiento del plan de inversiones de la entidad.

El indicador de la prueba ácida, se origina en una situación similar al indicador de la razón corriente, la variación del activo y el pasivo corriente se mantiene, para el indicador de la prueba ácida es mayor el impacto, teniendo el activo líquido total, no es suficiente para cubrir las obligaciones a corto plazo, al descontar el valor de los inventarios, que son los activos que se consideran con menos liquidez, menor va a ser la capacidad que tiene la E.S.P. para responder por las obligaciones.

En concreto el auditor afirma que: *“(...) En cuanto al capital de trabajo temporal, si bien considerando los resultados a diciembre 31 se podría decir que la entidad no cuenta con los suficientes activos líquidos para responder por las obligaciones a corto plazo, en este caso la situación de la E.S.P. refleja un déficit de \$58.796 millones entre los recursos líquidos y las obligaciones pendientes, si se compara este resultado con el del año 2017 se advierte que el desbalance aumentó en \$21.991 millones, es de indicar que según las proyecciones financieras no se advierten riesgos a nivel financiero que pueda derivar en el incumplimiento en el pago de obligaciones con terceros ya sea proveedores o sector financiero.*

De acuerdo con el análisis realizado la situación se presenta debido a que, a diciembre 31 de 2018, se adquirieron empréstitos a corto plazo, que aumentaron la exigencia del pasivo corriente. Es importante advertir que no se evidencian riesgos de liquidez en la entidad, durante el 2018 se cumplió con el término para el pago a proveedores, conforme a lo establecido en el Manual de Reglas de Negocio del proceso Cuentas por Pagar para Empresas del Grupo EPM operativamente involucradas (...).”

2.4.7. Conclusión.

En el informe presentado por el AEGR, no se evidencia falta de capacidades y habilidades, concernientes con su independencia de criterio, objetividad imparcial en su actuación profesional, en la ejecución de su labor. La elaboración del informe se ciñe en todas las fases de la auditoría, a la normatividad vigente. Así mismo, el AEGR, reporta información sobre la arquitectura organizacional y viabilidad financiera de la empresa, incluyendo dentro de este, el cálculo de los indicadores y referentes de la evaluación de gestión.

Reporta, además, su concepto, acerca de la calidad de la información cargada por CENS al SUI, el análisis y evaluación de puntos específicos y lo concerniente a la encuesta de control interno. La AEGR, verificó la encuesta de control interno, donde se evidenció que en el sistema de control interno de la E.S.P, cuenta con los controles necesarios para la revisión y actualización de los procesos, la adecuada segregación de funciones y la existencia de mecanismos, para la detección de los riesgos y su traslado en cada caso. Lo anterior se cumplió, teniendo en cuenta la nueva estrategia de operación, al entrar EPM, nuevo socio de la E.S.P., en aspectos como: monitoreo, proyecciones de ingresos, identificación de riesgos de distintos ámbitos como legales, regulatorios, de liquidez.

Con base en su actual matriz de riesgos, la empresa encamina sus esfuerzos a consolidar un área específica a esta labor, en búsqueda de la certificación de calidad, en la cual no ha dejado de lado el trabajo mancomunado de la parte socio ambiental, planes de mejoramiento, y distintos comités que buscan el mejoramiento continuo de la empresa, hechos que de una u otra forma el AEGR NEXIA MONTES & ASOCIADOS., comenta en su informe.

Se analizó, la información registrada en el Sistema Único de Información -SUI-, del año 2018, en aras de hacer vigilancia, tanto a la E.S.P., y verificación al informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados -AEGR-, en cuanto al cumplimiento de los objetivos estipulados en la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006, en relación con la debida evaluación de la gestión del prestador de acuerdo con los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos que definan las comisiones y los requerimientos de esta Superintendencia, así como verificar, identificar, conceptuar y/o recomendar medidas correctivas, preventivas o de mejora.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción Técnica General de la Infraestructura Empleada para la Prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica.

La infraestructura de CENS está conformada por 37 subestaciones eléctricas, en donde se encuentran ubicados 56 transformadores de potencia, con ellos se atienden usuarios en 47 municipios de los departamentos de Norte de Santander y Bolívar. En estos dos departamentos se tienen aproximadamente 519.000 clientes, de los cuales 38.000 son clientes no residenciales.

A continuación, se presentan una descripción en detalle de la infraestructura empleada para la prestación del servicio.

Tabla No. 10. Líneas de Transmisión y distribución Nivel 4, 3 y 2.

NIVEL	dic-18
Líneas de Transmisión Regional (110 kV-115 kV)(km)	347
Líneas de Transmisión Regional (34.5 kV)(km)	522
Líneas de Distribución (13.2 kV-13.8 kV)(km)	11.579

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No. 11. Cantidad de transformadores distribución (CENS y Particular) Urbano y Rural

PROPIEDAD	UBICACIÓN	dic-18
CENS	URBANO	5.349
	RURAL	8.911
PARTICULAR	URBANO	2.594
	RURAL	4.085
TOTALES		20.939

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No. 12. MVA Instalados en redes de distribución nivel 3, 2, y 1

MVA DISTRIBUCION INSTALADOS	dic-18
	978

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No. 13. Cantidad de Subestaciones (Cens y Otros)

SUBESTACIONES	dic-18
CENS	37
Otros	3

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No. 14. MVA Instalados en Subestaciones

NIVEL DE TENSIÓN	(MVA) dic-18
3	170,66
4	584
5	720
MVA INSTALADOS SUBESTACIONES	1474,66

Fuente: información suministrada por la ESP

Desde un punto de vista geográfico y en relación con la ubicación de las subestaciones operadas por CENS, en la siguiente imagen se observa un mapa con la distribución geográfica de las mismas.

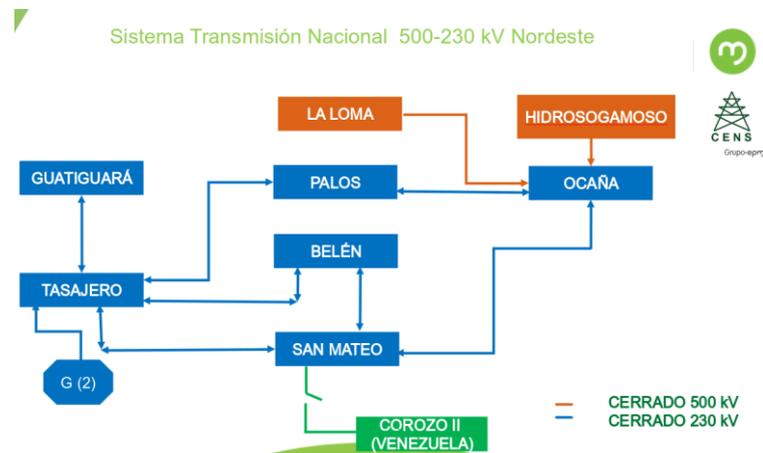
Gráfica No. 4. Mapa distribución geográfica Cens



Fuente: información suministrada por la ESP

La infraestructura empleada por CENS para la prestación del servicio incluye conexiones con el STN en el nivel de tensión de 230kV, en la siguiente imagen se muestra un esquema de las interconexiones en el área nordeste del país. Las subestaciones San Mateo y Belén, nodos en el nivel de 230kV se encuentran en el municipio de Cúcuta.

Gráfica No. 5. Sistema Transmisión Nacional



Fuente: información suministrada por la ESP

3.2. Potencial de Generación de Energía.

Con la expedición de la resolución CREG 030 de 2018, la CREG definió la metodología y las condiciones para que los usuarios del servicio público de energía eléctrica puedan aprovechar la energía del sol u otro tipo de fuentes renovables para generar electricidad. En esta resolución, se establecen los mecanismos para que los usuarios que generen energía eléctrica para su propio consumo se conviertan en Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) o Generadores Distribuidos (GD) y puedan conectarse a la red pública y vender sus excedentes. Esta nueva regulación es sin duda un gran paso para la incorporación de las energías renovables en nuestro país, el cual, por sus condiciones geográficas, está consolidándose como una potencia en energías renovables.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, los operadores de red desarrollarán los formatos y aplicativos que le permitan a los interesados, realizar el respectivo procedimiento de conexión, es importante mencionar que el solicitante es responsable del desarrollo de los estudios de conexión que se requieran, finalmente el operador realizará el análisis de los estudios y dará respuesta entre 5 y 7 días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud.

De acuerdo con la información aportada por CENS, a la fecha el operador de red no cuenta con este tipo de generación conectada. En la figura que se presenta a continuación se muestra la ubicación geográfica de las solicitudes de conexión de generadores. De acuerdo con la información aportada por el prestador, en el 2018 se registraron 31 solicitudes de conexión, de estas 11 fueron para autogenerador a pequeña escala y 20 autogenerador a gran escala.

Gráfica No. 6. Ubicación geográfica de las solicitudes de conexión de generadores



Fuente: información suministrada por la ESP

Dentro de la revisión que realizó esta Superintendencia al cumplimiento que está dando CENS a los requerimientos de la resolución CREG 030 de 2018, se encontró:

1. El requerimiento de contar con un sistema de información georreferenciado (SIG) para mostrar la disponibilidad de conexión en la red no se evidencia.
2. Es muy complejo encontrar la sección en la página web del prestador donde se presenta lo relacionado con la resolución CREG 030 de 2018.
3. Se exige contar con un sistema de trámite en línea que permita hacer seguimiento a una solicitud de conexión. Se encontró que CENS dispuso solamente de un formulario y una hoja de cálculo para hacer seguimiento a la solicitud.

3.3. Centro de Control.

En el centro de control del CENS es el punto principal donde se centralizan las operaciones y las intervenciones y/o mantenimiento que se tienen programados o que surgen como necesidades derivadas de la operación de la infraestructura, es decir, reporte de daños por parte de los usuarios o maniobras para la optimización y operación segura de red.

Desde el centro de control, se pueden controlar y gestionar todas las subestaciones de CENS, por lo anterior, actualmente las subestaciones no requieren de personal dedicado y de forma permanente para la operación de los equipos, salvo de que se trate de maniobras programadas en las cuales previamente se programa personal en terreno que realice maniobras en campo para algunos equipos que no se encuentran controlados desde el SCADA del Centro de Control.

El Centro de control cuenta con un SCADA del proveedor SURVALENT, las características propias de un sistema SCADA le permiten a un operador de red analizar con un gran nivel detalle y optimizar sus redes de una manera eficiente. Las herramientas programadas en el software de la operación se han diseñado para mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio, mantener unos niveles de tensión de acuerdo

con los límites establecidos, gestionar rápidamente y de forma ordenada la gestión de daños y minimizar el tiempo sin servicio para los usuarios. Normalmente los sistemas SCADA se interconectan con herramientas de análisis y de registros históricos que permiten realizar estudios luego de la operación, eso con el fin de documentar acciones adelantadas, tipificar causas y utilizar la información histórica para mejorar la gestión y la operación en situaciones similares en el futuro. En la siguiente imagen se observa una imagen panorámica general del Centro de Control de CENS.

Gráfica No. 7. Centro de control de CENS



Fuente: información suministrada por la ESP

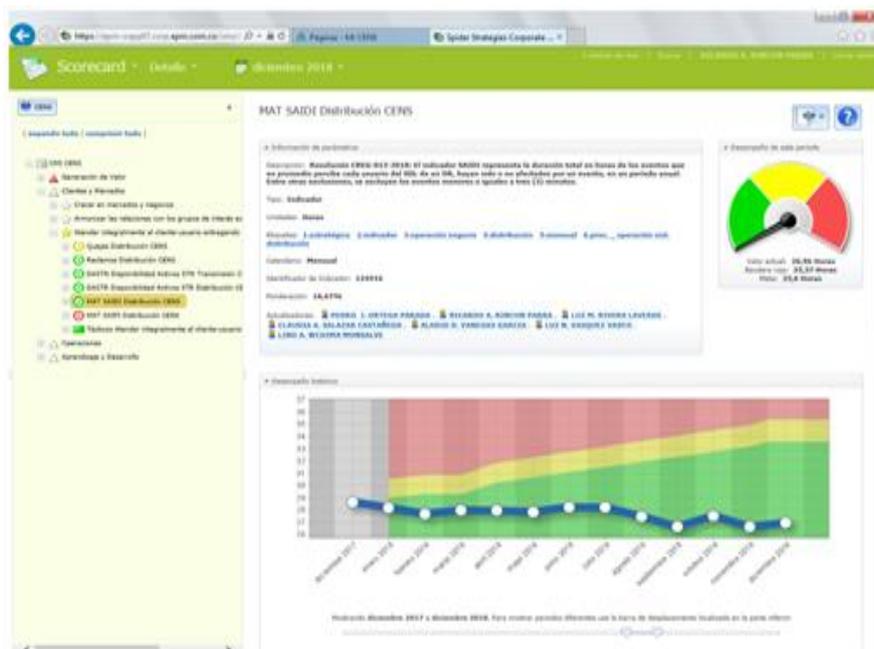
3.4. Calidad del Servicio.

De acuerdo con el informe "*Diagnóstico de las condiciones de calidad del servicio en Colombia, 2018*" publicado por la Superservicios en junio del presente año, se evidencia que el prestador CENS cuenta con indicadores tanto de duración como de frecuencia de interrupciones que se ubican por debajo del promedio nacional. El prestador registró en 2018 un indicador de duración promedio de las interrupciones de 27,1 horas, valor que fue inferior no solo al promedio nacional para 2018 que fue de 37,7 horas, sino que también fue menor al valor del indicador registrado por el prestador en el año 2017 que fue de 28,9 horas. En el caso del indicador de frecuencia, el prestador registró en 2018 un indicador de frecuencia promedio de las interrupciones de 29,4 veces, valor que fue inferior no solo al promedio nacional para 2018 que fue de 48 veces, sino que también fue menor al valor del indicador registrado por el prestador en el año 2017 que fue de 32,1 veces.

Los anteriores valores de indicadores muestran una gestión coordinada de las diferentes áreas de la empresa durante la vigencia 2018 que le ha permitido prestar un servicio de energía eléctrica con menos interrupciones y con una duración promedio que viene disminuyendo.

En la siguiente figura se presenta una imagen de una de las herramientas internas que son empleadas por el prestador con el objetivo de supervisar los indicadores de duración y frecuencia de las interrupciones.

Gráfica No. 8. Indicadores de duración y frecuencia de las interrupciones



Fuente: información suministrada por la ESP

En relación de la problemática de los municipios con los peores índices de calidad del servicio del prestador, esta Superintendencia pudo verificar acciones adelantadas por CENS para identificar soluciones que tengan como resultado la mejora en las condiciones de calidad del suministro. Para el caso de CENS los municipios con los indicadores que presentan los índices más bajos se encuentran: Río Viejo en el departamento de Bolívar; Bucarasica, Cachirá y La Esperanza en el departamento de Norte de Santander.

De acuerdo con la información reportada por el prestador, el monto de las compensaciones por calidad del servicio de energía pagadas a sus usuarios de acuerdo con la compensación a usuarios peor servidos de la Resolución CREG 097 de 2018, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No. 15. Monto de las compensaciones por calidad del servicio de energía pagadas por Cens 2018

Mes	# usuarios	Total compensado
enero	2349	\$36.840.878
febrero	1248	\$199.521.179
marzo	3	\$999.332
abril	3	\$8.399.154
octubre	21492	\$96.340.555
noviembre	138	(\$1.715.734)
diciembre	42	\$9.732.310

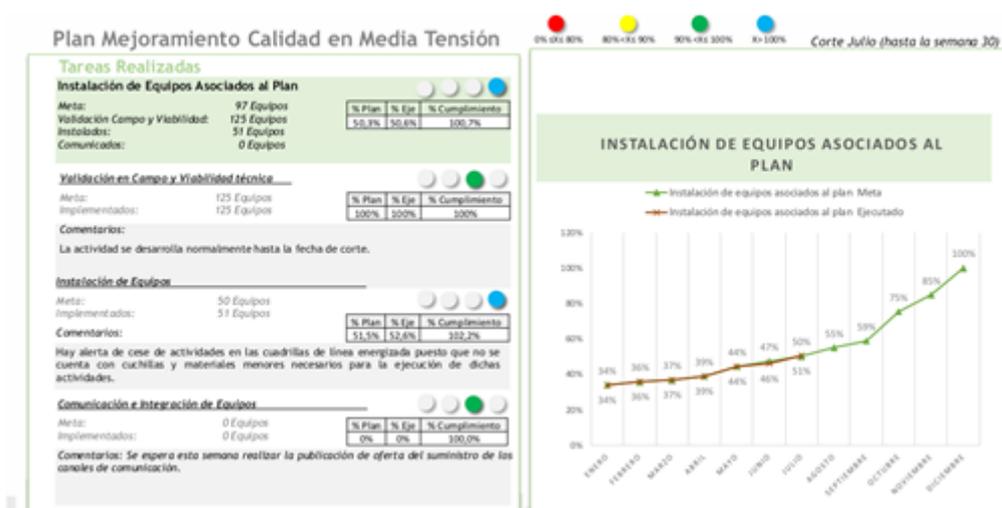
Fuente: información suministrada por la ESP

De acuerdo con la agenda regulatoria establecida por la CREG a principios del año 2019, se espera que a finales de este año se calculen y publiquen las resoluciones particulares para cada uno de los Operadores de Red en las que se definen las variables establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 y con las cuales se podrá empezar a aplicar el nuevo esquema de calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Como parte de la verificación de las acciones que vienen siendo adelantadas por la CENS, como parte de la evaluación integral al prestador, se revisaron los cronogramas de actividades, acciones e inversiones establecidas para dar cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la resolución CREG 015 de 2018.

La empresa CENS cuenta con varias líneas de acción encaminadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, las acciones se enfocan a la instalación al tercer elemento de corte en sus circuitos, la implementación de un sistema de gestión de activos de acuerdo a los lineamientos de la norma ISO 55001, mejoramiento de la coordinación de protecciones en circuitos de distribución mediante la instalación de fusibles con características de actuación de baja duración y un reforzamiento en las actividades de poda. De acuerdo con las estimaciones internas del prestador consideran que a abril de 2020 logren un cumplimiento total de instalación de equipos reconectores en sus circuitos de distribución.

Gráfica No. 9. Plan de mejoramiento calidad en media tensión CENS



Fuente: información suministrada por la ESP

Las inversiones y proyectos de infraestructura son manejados por CENS, mediante una metodología que hace parte del proceso interno de planeación de la infraestructura, este proceso interno está compuesto en términos generales por las siguientes etapas:

1. Identificación de las opciones de inversión.
2. Identificación de la viabilidad de un proyecto de inversión.
3. Seguimiento a las inversiones.

3.5. Indisponibilidad de Activos.

Para el STR, la CREG ha establecido un esquema de calidad del servicio mediante la Resolución 097 de 2008. En el capítulo 11 referente a calidad del servicio en el STR se

definen los indicadores de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en nivel IV de tensión; uno de estos indicadores corresponde al número de horas anuales de indisponibilidad de un activo, y de esta forma para cada activo se contabiliza la cantidad de horas en las cuales el activo no prestó su servicio.

En el numeral 11.1.2 se establece la cantidad de horas máximas anuales de indisponibilidad para cada tipo de activo y a partir de este límite, el Operador de Red – OR debe compensar por el número de horas de indisponibilidad que superan las máximas horas establecidas.

En la tabla que se muestra a continuación se evidencian los cinco activos a cargo de CENS con mayor número de horas de indisponibilidad para el año 2018.

Tabla No. 16. Indisponibilidad de activos

ACTIVO	HORAS DE INDISPONIBILIDAD- HIDA
Tibú – Zulia 115 KV	198.19
Convención – Ocaña 115 KV	55.88
Ayacucho – Convención 115 KV	38.42
Convención –tibú 115 KV	28.35
Ínsula – Zulia 115 KV	18.86

Fuente: Herramientas Operativas – HEROPE XM

En la respuesta al requerimiento técnico realizado a CENS, se justifica la indisponibilidad de estos activos de acuerdo con actividades de reposición, mantenimientos programados y mantenimientos correctivos programados y no programados. Adicionalmente, el OR hace referenciación a las condiciones particulares en contexto a la indisponibilidad de estos activos:

- Condiciones técnicas, por corresponder a activos con una alta vida útil.
- Por estar en la zona del faro del Catatumbo, los activos están expuestos a un alto nivel de descargas atmosféricas.
- Dificil acceso para personal y vehículos por problemas de orden público que se maneja debido a los grupos al margen de la ley que allí operan.

Por otra parte, el consolidado de los activos cuyo agente operador es CENS y por los cuales existió compensación (ver columna HC) para el año 2018, por cuanto sus Horas de Indisponibilidad Acumulada (HIDA) en una ventana móvil de doce meses, superó la Meta de Indisponibilidad Anual Ajustada (MHAIA), se relaciona en la siguiente tabla.

Tabla No. 17. Compensación por indisponibilidad de activos

ACTIVO INDISPONIBLE	HC
BL1 AYACUCHO A CONVENCION 115 KV	1,93
BL1 CONVENCION A AYACUCHO 115 KV	1,93
BL1 CONVENCION A OCAÑA 115 KV	34,06
BL1 OCAÑA A CONVENCION	34,06
CONVENCION - OCAÑA	34,06
BL1 CONVENCION A TIBU 115 KV	16,93
BL1 TIBU A CONVENCION 115 KV	16,93
CONVENCION - TIBU 1 115 KV	16,93
BL1 LA INSULA (CUCUTA) A ZULIA 115 KV	5,55
BL1 ZULIA A LA INSULA (CUCUTA) 115 KV	5,55
LA INSULA (CUCUTA) - ZULIA 1 115 KV	5,55
BL1 TIBU A ZULIA 115 KV	178,06
BL1 ZULIA A TIBU 115 KV	178,06
TIBU - ZULIA 1 115 KV	178,06

Fuente: Herramientas Operativas – HEROPE XM.

La empresa CENS denota que en el último año ha realizado una gran inversión instalando equipos de monitoreo en línea, lo que argumentan, les facilita la ubicación y la identificación temprana de anomalías en estos activos, para poder optimizar la intervención.

Además, comparando los datos de indisponibilidad de activos del primer semestre del año 2019 con el primer semestre del año 2018 mediante el reporte de índices de calidad en el aplicativo HEROPE, se evidencia una reducción de horas de indisponibilidad para el presente año, lo que evidencia gestión por parte de la empresa para cumplir con la mayor disponibilidad de activos, en cumplimiento a lo propuesto y en el propósito de mejorar en cuanto a la calidad del servicio de transmisión regional de energía eléctrica.

3.6. Confiabilidad Enlace ICCP.

En relación con la disponibilidad del enlace de comunicaciones ICCP, es importante mencionar que el protocolo ICCP (Inter-control Center Communications Protocol) fue implementado en Colombia y a nivel mundial con el objetivo de permitir el intercambio de información sobre redes WAN (Wide Area Network) entre centros de control de agentes, centros de control de agentes y el Centro Nacional de Despacho y entre generadores. Las características de seguridad fueron desarrolladas y especificadas por The International Electrotechnical Commission (IEC).

El protocolo ICCP permite el intercambio de información en tiempo real, esta es una necesidad crítica para la correcta operación de los sistemas interconectados en especial los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. La posibilidad que brinda el protocolo ICCP de intercambiar información de los sistemas de potencia eléctrica que se limitan por fronteras, áreas de control y otras, permite la identificación de perturbaciones, la reconstrucción de los casos, mejorar los modelos de simulación y en general mejorar la operación en los centros de control.

De acuerdo con lo anterior, una etapa de la verificación realizada durante la evaluación integral de prestador consistió en la verificación del cumplimiento del indicador de disponibilidad del enlace ICCP con el Centro Nacional de Despacho, se concluye que el prestador ha cumplido con la responsabilidad de mantener el indicador mensual por encima del 97% de acuerdo con lo establecido por la CREG.

3.7. Mantenimiento de Equipos y Subestaciones.

La metodología del mantenimiento de CENS, está basada en la metodología RCM tiene como principal objetivo estandarizar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de tal manera que se garantice una óptima operación, manteniendo el equilibrio entre la disponibilidad, rentabilidad, riesgos, seguridad y gestión ambiental, para cumplir con los indicadores de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

Las principales estrategias empleadas por el prestador incluyen: la identificación de activos, la asociación de activos y repuestos, la definición y posterior creación de procedimientos de mantenimiento y seguridad y finalmente la planificación y programación de actividades.

Gráfica No. 10. Principales estrategias empleadas por Cens



Fuente: información suministrada por la ESP

Como parte de la verificación de información realizada por la Superservicios, se revisó la metodología empleada por el prestador para la evaluación y análisis de riesgos en una subestación eléctrica, se concluye que, aunque la metodología aplicada debe adaptarse a las condiciones específicas de cada subestación y debe tener en cuenta propias de cada subestación, se identificaron los siguientes aspectos que son evaluados por CENS:

- Arcos eléctricos.
- Contacto directo.
- Contacto indirecto.
- Cortocircuito.
- Rayos.
- Sobrecarga.
- Tensión de contacto.
- Electricidad estática.
- Equipo defectuoso.
- Verificación de requisitos generales de subestaciones, de acuerdo con lo establecido en el anexo general del RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013.

Se verifica que para el prestador es relevante el seguimiento de las lecciones aprendidas, para esto se realizan seguimientos mensuales en las cuales se analiza el comportamiento de los indicadores asociados al mantenimiento y la disponibilidad de activos empleados para la prestación del servicio de energía eléctrica. Algunos de los indicadores sobre los cuales se guardan registros y se hace seguimiento se encuentran: indicadores de fallas relevantes reportadas por el centro del control, indicadores de confiabilidad de equipos, indicador de fallas de puestas a tierra, indicador de fallas en apantallamiento, indicador mensual de atraso medio en consignaciones, indicadores de confiabilidad y disponibilidad de activos en el nivel de tensión 2 y 3.

De acuerdo con la información aportada por el prestador se puede concluir que se cuenta con registros de las intervenciones y/o mantenimientos que se realizan a los principales activos de distribución, si bien los registros que se almacenan desde aproximadamente desde el año 2003, la fecha de inicio del archivo de información no es el mismo para todos sus activos. En cualquier caso, se resalta esta buena práctica

de almacenamiento de información que luego de aplicarla de manera sistemática se convierte en el principal repositorio de información sobre la vida útil de los equipos.

Gráfica No. 11. Prácticas almacenamiento información CENS



Fuente: información suministrada por la ESP

3.8. Gestión de Riesgos Operativos.

La evaluación y seguimiento de riesgos operativos identificados por CENS fue revisado por la Superservicios como parte del ejercicio de la Evaluación Integral, entendiendo que una adecuada gestión por parte de los prestadores contribuye a reducir la probabilidad de que ocurran aquellos eventos o situaciones no previstos junto con la mitigación de los impactos que los mismos originarían. Para la Superservicios es primordial que los prestadores del servicio público de energía eléctrica aseguren el desarrollo normal de sus actividades habituales sin que sufran alteraciones ante incidentes ocurridos en sus operaciones.

La verificación de riesgos operativos incluyó una verificación de los controles existentes a algunos riesgos operativos identificadas por el prestador y a las cuales se les había asignado el nivel de riesgo máximo.

- **Accidentes generados a terceros en zonas de influencia de la infraestructura de transmisión y distribución durante la operación, restablecimiento o mantenimiento.** Para este riesgo se verificaron las acciones y controles establecidos por el prestador para minimizar la causa "limitación para efectuar la interventoría por multiplicidad de tareas" la documentación aportada por el prestador permite concluir que esta causa identificada en la matriz de riesgo para la vigencia de 2018, ya viene siendo gestionada durante el año 2019. El soporte del prestador incluye la renovación de un contrato que tiene como objeto "...realizar la gestión o interventoría Administrativa, legal y financiera, según aplique, de aquellos contratos de obras civiles, obras eléctricas, suministros, compraventas, prestación de servicios, consultorías y demás tipos de contratos que se adelanten en Cens., por lo cual el eventual Contratista Gestor Administrativo se obliga a prestar los servicios que correspondan a este tipo de gestión de conformidad con la normatividad vigente interna de Cens y la normatividad externa que le sea aplicable."
- **Debilidades en la gestión de proyectos de infraestructura/proyectos de desarrollo empresarial.** Para este riesgo se verificaron las acciones y controles establecidos por el prestador para garantizar el cumplimiento de requisitos ante

diversos autoridad y agentes que hacen parte del desarrollo de un proyecto. La información aportada por el prestador permite identificar la existencia de una metodología interna para el desarrollo de proyectos por parte de Cens, esta metodología incluye la identificación y asignación de responsabilidades, una línea de seguimiento de las fases del proyecto, indicadores de cumplimiento y la respectiva documentación y seguimiento de las acciones. El soporte del prestador incluye la descripción detallada de la metodología.

- **Instalaciones físicas en condiciones inadecuadas para el uso de los grupos de interés y/o la prestación del servicio.** Para este riesgo se verificaron las acciones y controles establecidos por el prestador para la gestión de los activos que ya fueron identificados como críticos en su metodología "*Diagnostico Físico de Equipos de Subgerencia de Subestaciones y Líneas*" de tal forma que se obtenga en los indicadores definidos por el prestador. La información aportada por el prestador permite identificar los montos de las inversiones planeadas por el prestador y con las cuales se realizará la reposición de activos en el STR y el SDL. El soporte del prestador incluye la descripción de la metodología de proyectos de reposición en el STR y SDL y una relación de las inversiones planeadas por el prestador para el periodo 2019 – 2023.

3.9. Proyectos de Expansión en el STR.

Desde la Dirección Técnica de Gestión de Energía se realiza seguimiento a los proyectos de expansión, mediante la revisión y análisis de los informes trimestrales de interventoría de los proyectos en ejecución en el Sistema de Transmisión Regional -STR a cargo de CENS y en conformidad con el plan de expansión establecido.

En lo corrido del año 2019 CENS ejecuta 4 proyectos en su STR, de los cuales se tienen informes de interventoría a corte del 30 de junio de 2019, tal como se detalla a continuación:

- Repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV.

Para este proyecto se tiene un avance del 94,04% ejecutado vs. un avance programado del 94,72 %, respecto a las modificaciones de la fecha de puesta en operación – FPO. En el último informe de interventoría de este proyecto se tiene estimada como FPO el 07 de octubre de 2019. Adicionalmente, mediante la consignación nacional C0164846 se efectuaron trabajos para repotenciar la línea. Finalmente, CENS solicitó al Ministerio de Minas y Energía modificar la FPO para esta repotenciación, motivada por la alteración de orden público y cuya nueva FPO se estima para el 26 de noviembre de 2019.

- Repotenciación línea Belén – Ínsula 115 kV.

Para este proyecto se tiene un avance ejecutado del 83,88% vs. un avance programado del 86,65%. En el último informe de interventoría se presenta la estimación de la FPO el 30 de septiembre del año 2019.

- Repotenciación línea Tibú – Planta Zulia 115 kV.

Para este proyecto se tiene un avance del 63,08% ejecutado vs. 58,22% programado, respecto a las modificaciones de la FPO. En el último informe de interventoría se presenta la estimación de la FPO para diciembre de 2022. En los comentarios que se

presentan en el informe se evidencia la suspensión de actividades en referencia a la presencia de grupos armados al margen de la ley que, de acuerdo con disputas por el dominio del territorio, inciden directamente en traumatismo para la realización de las actividades de terreno, afectando la planeación de actividades de ejecución del proyecto.

- Repotenciación línea Convención – Tibú 115 kV.

Para este proyecto se tiene un avance del 46,66% ejecutado vs 47,02% programado, respecto a las modificaciones de la FPO. En el último informe de interventoría se presenta la estimación de la FPO en diciembre de 2023. De igual forma que para el proyecto se presentan actividades suspendidas en la ejecución por la presencia de grupos armados al margen de la ley.

Los dos primeros proyectos están relacionados con el STN y adicionalmente la repotenciación de la línea Ocaña – Convención 115 kV, se encuentra en modificación de FPO para entrar en operación comercial en el mes de noviembre. En definitiva, CENS presenta retrasos en la entrada de operación comercial de sus proyectos de expansión por causas de orden público y amenazas de grupos armados, por lo que se recomienda estandarizar procesos y efectuar actuaciones para la mitigación de este riesgo que se tiene identificado y que ocasiona la afectación a la continuidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la zona de Norte de Santander.

4. ASPECTOS COMERCIALES

La empresa CENS presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento de Norte de Santander, en 5 municipios del Cesar y 1 de Bolívar, pero en el departamento, se tienen características que dificultan la gestión normal de cualquier ESP, como son: contar en su territorio con una zona de alto riesgo de orden público, la región del Catatumbo; una alta tasa de desempleo e informalidad laboral; un factor externo de alto impacto no solo en la región si no para el país, la migración Venezolana, estas situaciones generan dificultades de seguridad, de protección y garantías para el ejercicio y normal funcionamiento de la empresa.

4.1. Mercado Mayorista

La empresa CENS para el año 2018, suscribió 10 contratos cuyo objeto es el suministro de energía y potencia para atender la demanda del Mercado Regulado², de los cuales 9 son pague lo contratado y 1 pague lo generado, con un total de energía despachada por clase de contrato así: 91% pague lo contratado y 9% pague lo generado.

² Por decisión de Empresas Públicas de Medellín S.A. ESP (casa matriz del conglomerado) los usuarios del mercado no regulado de cada uno de sus filiales serían atendidos directamente por EPM.

Tabla No. 18. Contratos suscritos por Cens – 2018 Modalidad de contratos CENS - 2018

CONTRATO JDE OBs	TIPO CONTRATO	CLASE DE CONTRATO	Agente
1980	Largo Plazo	Paquete contratado	EPMG
		Paquete contratado	EPMG
1982		Paquete contratado	ISGG
1981		Paquete contratado	CHVG
2160		Paquete contratado	EPMG
		Paquete contratado	EPMG
2161		Paquete contratado	GASC
2159		Paquete contratado	ENDG
2340		Paquete contratado	EPMG
		Paquete contratado	EPMG
3118		Paquete contratado	EPMG
3316		Paquete generado	EPMG
3317		Paquete contratado	TRMG

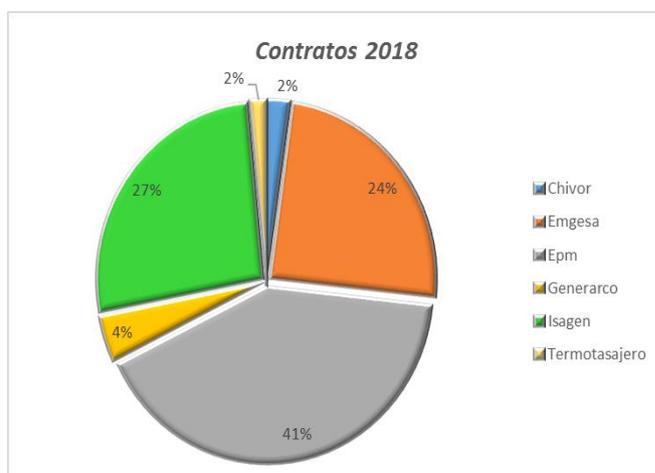


Fuente: información suministrada por la ESP

Para CENS en el año 2018, el nivel de contratación estuvo en promedio alrededor de 96,9% en contratos a largo plazo y un 3,1% de exposición a bolsa.

Suscribió 10 contratos con 6 Agentes Generadores, entre ellos se encuentran: Chivor, Emgesa, Epm, Generarco, Isagen y Termotasajero.

Gráfica No. 12. Contratos suscritos con agentes generadores - 2018



Fuente: información suministrada por la ESP

4.2. Código de Medida.

La empresa CENS, realizó la adecuación y normalización de 71 fronteras comerciales con reporte al ASIC atendiendo los requerimientos establecidos en el código de medida, las actividades desarrolladas se detallan a continuación:

- Cambio de equipos de medida (Medidores, transformadores de tensión, transformadores de corriente), en los casos donde fuese necesario.
- Ejecución de pruebas de rutina en transformadores de medida.
- Calibración de medidores.

- Instalación de equipos de medida de respaldo.
- Instalación de nuevos sistemas de comunicación.

Tabla No. 19. Cantidad de fronteras Cens

Tipo de frontera	Cantidad
Comercialización entre agentes	13
Comercialización entre agentes y usuarios	57
Interconexión Internacional	1

Fuente: información suministrada por la ESP

4.3. Actualización de requisitos en cumplimiento del código de medida.

A fin de garantizar que todos los elementos del sistema de medición se especifiquen e instalen acorde con lo establecido en el código, la empresa realizó la actualización de la matriz de requisitos de los clientes, estos se publicaron en la página web. Los aspectos más relevantes incluidos en la matriz corresponden a:

- Certificados de conformidad de producto de los siguientes elementos: medidor, transformador de corriente, transformador de tensión, gabinete y bornera de conexión.
- Certificados de calibración de los siguientes elementos: medidor y transformadores de medida.
- Pruebas de rutina en los transformadores de medida, para los casos en los cuales se superen los tiempos entre calibración y puesta en servicio.

4.4. Reporte de fallas.

Tabla No. 20. Reporte de fallas Cens 2018

CODIGO	NOMBRE	COMPONENTE	MEDIDOR PRINCIAL	MEDIDOR DE RESPALDO	TP	TC	SIS. DE COMUNICACIÓN	OTRO COMPONENTE	SUBTOTAL	%	
CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	Hurto	0	0	0	0	1	0	1	0	
		Vandalismo	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Fallas metrológicas	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Quemado	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Roto	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Abierto (No conducción de energía)	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Otro tipo de falla	0	0	0	0	0	0	28	28	97
		Subtotal	0	0	0	0	0	1	28	29	100
% por elemento	0	0	0	0	0	3.45	96,55				

Fuente: reporte de fallas ASIC - 2018

Según el reporte de XM las fallas corresponden a otro componente, por dificultades de envío de información al ASIC. Este tipo de falla esta correlacionado al no envió de lectura y problemas en el sistema de comunicación.

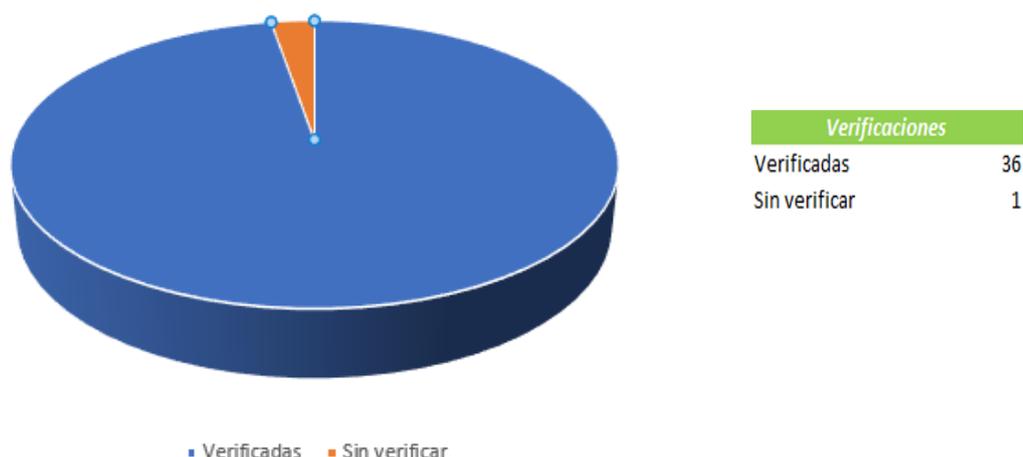
4.5. Verificaciones quinquenales.

La empresa atendió las verificaciones quinquenales en cumplimiento de lo establecido en la resolución CREG 038, las visitas atendidas:

- ✓ Muestra Inicial: se atendieron en total 27 verificaciones quinquenales correspondientes a la primera muestra.
- ✓ Segunda muestra: se atendieron en su totalidad 36 verificaciones quinquenales, se encuentra pendiente la atención de una verificación quinquenal para finalizar la segunda muestra.

Gráfica No. 13. Verificaciones quinquenales

Segunda Muestra



Fuente: información suministrada por la ESP

4.6. Cartera

El análisis de la cartera de energía de CENS se hizo comparando los periodos de diciembre de 2017 y diciembre de 2018, tomando como base la información del sistema comercial.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de las cuentas por cobrar por concepto de energía de CENS, ascendió a \$79.423 millones de pesos, presentando una variación de \$9.172 millones de pesos respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, aumento que equivale a un 13,1%. Lo anterior se da como resultado del incremento de la cartera corriente en \$4.334 millones de pesos (14,6%) y en convenios en \$4.881 millones (23,7%).

Tabla No. 21. Evolución cartera CENS 2017 - 2018

CARTERA	dic-17	partic %	dic-18	partic %	variación porcentual
Corriente	29.762	42%	34.096	42,9%	14,6%
Con convenio	20.557	29%	25.438	32,0%	23,7%
Vencida	19.931	28%	19.889	25,0%	-0,2%
total	70.250	100%	79.423	100,0%	13,1%

Fuente: información suministrada por la ESP

La empresa con el fin de controlar la cartera ha diseñado un programa llamado “Paga a tu medida” que consiste en realizar el pago del valor de la factura en 3 cuotas durante el mes y ha intensificado la realización de acuerdos de pago tanto a nivel privado como público, esto se refleja en el mantenimiento de la cartera vencida y en el incremento de la cartera con convenio, la cual subió un 23,7% respecto al 2017.

4.7. Atención al Usuario.

Para la atención de los usuarios en sede, la empresa CENS tiene oficinas de atención en 51 puntos (agrupados en 5 regionales) correspondientes a cada uno de los municipios donde presta el servicio, adicional a 2 Oficinas Móvil.

Las Oficinas de atención son:

- **Regional Aguachica:** Aguachica, Pelaya, Gamarra, Cáchira, Morales.
- **Regional Ocaña:** Ocaña, Ábrego, Convención, Teorama, Rio de Oro, El Carmen, El Tarra, La Playa, San Calixto, Hacarí, González.
- **Regional Pamplona:** Pamplona, Chinácota, Toledo, Chitaga, Bochalema, La Bateca, Silos, Pamplonita, Ragonvalia, Durania, Mutiscua, Cacota, Herrán
- **Regional Tibú:** Tibú, El Zulia, Puerto Santander, Sardinata, Salazar, Cucutilla, Arboledas, La Gabarra, Villa Caro, San Cayetano, Lourdes, Bucarasica, Santiago, Campo Dos.
- **Cúcuta:** Sala de atención Sevilla - Cúcuta, Oficina Centro - Cúcuta, Villa del Rosario, Los Patios, Atalaya, La Libertad.

De otra parte, CENS cuenta con la línea de Atención al Cliente las 24 horas del día, los 7 días de la semana, marcando 115 desde el área de influencia de la empresa y la línea gratuita 018000414115 desde cualquier lugar del país. Adicionalmente, la empresa posee el servicio de chat en línea en la página web de la compañía. Así mismo, la empresa CENS diseñó un canal de atención virtual, por video llamada ubicado en la sede principal de la compañía.

Además de los canales tradicionales como son la radicación de documentos y correo electrónico, la empresa también permite la radicación de PQR a través del portal web.

Tabla No. 22. PQR recibidas por CENS – 2018

Mes	Presencial	Escrito	Telefónica	Chat	Total mes
Enero	48.029	1.050	17.480	195	66.754
Febrero	46.352	1.281	28.666	267	76.566
Marzo	44.644	1.094	28.284	210	74.232
Abril	51.055	1.396	152.296	298	205.045
Mayo	50.291	1.433	255.698	319	307.741
Junio	46.619	1.292	50.640	303	98.854
Julio	49.983	1.299	63.371	289	114.942

Agosto	45.107	1.449	65.906	343	112.805
Septiembre	43.071	1.566	118.062	362	163.061
Octubre	53.092	1.503	140.857	458	195.910
Noviembre	48.500	1.368	72.732	400	123.000
Diciembre	42.946	1.140	52.830	458	97.374
Total general	569.689	15.871	1.046.822	3.902	1.636.284
participación %	34,8%	1,0%	64,0%	0,2%	100,0%

Fuente: información suministrada por la ESP

A partir del 2017 y consolidado a diciembre de 2018 con el servicio de Contact Center, que les permitió tener el servicio de IVR Transaccional y consolidar la estrategia de notificación masiva de las desconexiones; así como la devolución de llamadas a clientes que no les fue posible comunicarse en las líneas de atención en su primer contacto, y otras estrategias implementadas por el contact center, esto explica el gran volumen o incremento que se dio por medios telefónicos y que alcanzó más del 59% del total de las gestiones con usuarios durante el 2018.

4.8. Recuperación de Energía.

Las acciones realizadas por CENS encaminadas a la reducción de las pérdidas en la actividad de distribución se indican en el plan operativo diseñado para tal fin, entre las que se destacan, está la revisión de 67 mil instalaciones a usuarios y la instalación de más 10 mil medidores a usuarios nuevos.

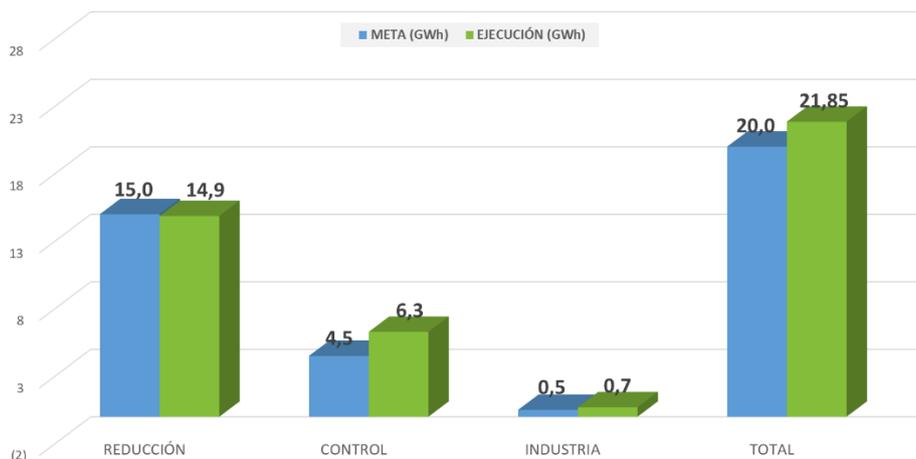
Tabla No. 23. Plan operativo control de Pérdidas

Acciones Realizadas	total
Revisiones a instalaciones	66.934
Instalación de macromedidores	830
Reposición de macromedidores	1.821
Construcción de redes	62.8 km
Inst. de medida a usuarios nuevos	10.060

Fuente: información suministrada por la ESP

En cuanto a frentes de trabajo, las acciones que más produjeron efectos positivos son las de reducción de las pérdidas con un resultado para el año de aproximadamente 15 GWh, cumpliendo con la meta establecida para este frente.

Gráfica No. 14. Recuperación de energía por frentes de trabajo



Fuente: información suministrada por la ESP

Se observa que la tendencia de las pérdidas es a disminuir y esto se evidencia en que al empezar el año el valor estaba en 13,5% y al finalizar el 2018 estas eran de 12,8%, mostrando que las acciones emprendidas por la empresa van por el camino correcto.

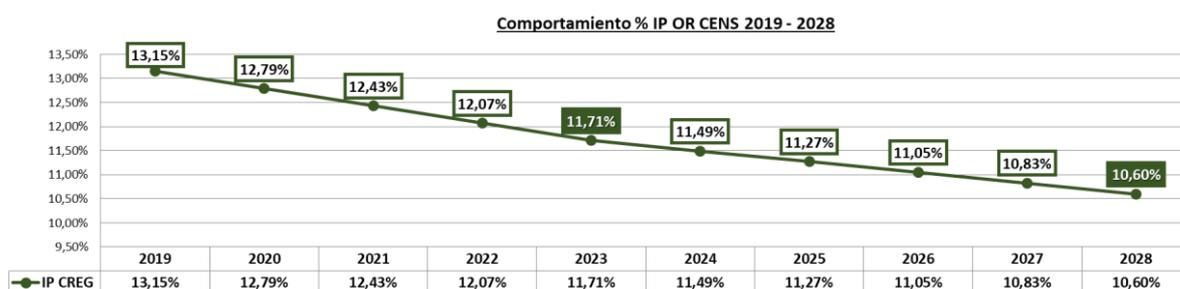
Gráfica No. 15. Comportamiento índice de pérdidas Cens - 2018



Fuente: información suministrada por la ESP

La empresa de conformidad con la Resolución CREG 015 de 2018 prevé para el año 2025 un índice del 11,27% y para el 2028 un valor de 10,6%. Lo anterior teniendo en cuenta la metodología establecida en dicha resolución.

Gráfica No. 16. Comportamiento índice de pérdidas Cens 2019 - 2028



Fuente: información suministrada por la ESP

4.9. Autogeneración y Expansión de cobertura

La empresa CENS en un esfuerzo por contar con un laboratorio y obtener información de primer orden, construyó en el edificio de ingeniería, además de la estación de monitoreo, una instalación de generación fotovoltaica, con las siguientes características:

Tabla No.24. Descripción general generación fotovoltaica

Potencia pico instalada	50 kWp
Tecnología	paneles cristalinos
Cantidad	156 paneles
Arreglos	3
Strings por arreglo	4
Paneles por strings	13
Inversores	3
Capacidad inversores	18 kW

Fuente: información suministrada por la ESP

Tabla No.25. Proyección generación fotovoltaica

Energía esperada año	75.000 kWh
Energía promedio mes/anual	6.200 kWh
CO2 dejado de emitir	28.000 kg

Fuente: información suministrada por la ESP

Para los meses de junio y julio de 2019, esta instalación de generación ha permitido que el edificio presente unos porcentajes de autogeneración de 75% y 79%, respectivamente.

Las acciones que la empresa emprenderá se soportan en obtener curvas de radiación reales y lograr mediante la siembra de vegetales alrededor y/o debajo de los strings para obtener mediciones, esto con el fin de medir el porcentaje de eficiencia al disipar el calor debajo de los paneles al utilizar vegetales como agente catalizador del calor.

4.10. Expansión Rural.

Con el fin de prestar el servicio de energía eléctrica a más de 680 usuarios ubicados en la zona rural de 10 municipios (56 veredas) del Departamento de Norte de Santander, la empresa ha iniciado el desarrollo del "Plan de Expansión de Cobertura del OR – PECOR"

con primera fase que concluirá durante la vigencia 2020. Este proyecto incorpora recursos que serán asumidos exclusivamente por Cens.

Se estima el costo individual de cada instalación en aproximadamente \$11,6 millones de pesos y su desarrollo considera la expansión de redes eléctricas convencionales en media y baja tensión.

Para el desarrollo de este proyecto se tienen en cuenta las siguientes gestiones:

- Desarrollo de diseños eléctricos.
- Gestión predial y social.
- Gestión ambiental.
- Contratación de mano de obra.
- Contratación interventoría.
- Contratación suministros.
- Certificación de las obras.
- Liquidaciones y cierre.

4.11. Tarifas y Subsidios

Teniendo en cuenta que la empresa solo atiende usuarios regulados, en el presente informe se analizarán los componentes que conforman el costo Unitario de Prestación del Servicio – CU y las tarifas aplicadas a los usuarios.

4.12. Tarifas Reguladas

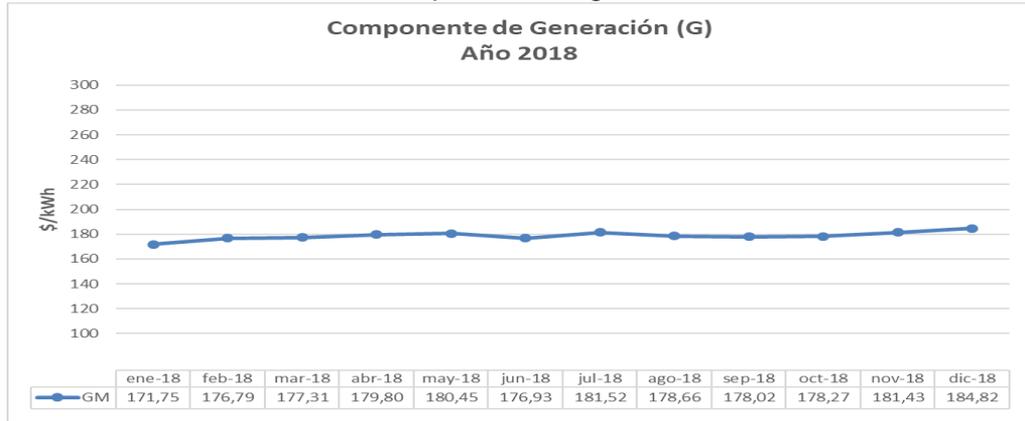
En este capítulo, se analizará inicialmente cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio y luego el comportamiento de la tarifa durante el año 2018. La información utilizada para este análisis corresponde a las publicaciones de tarifas realizadas por la empresa en el Diario la Republica en cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 y que son remitidas mensualmente a la SSPD.

4.12.1. Componente de Generación (G)

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 y permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa.

Vale la pena aclarar que para el año 2018, el ASIC publicó ajustes a la variable costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados con destino al mercado regulado (**Mc**), y al no contarse con una directriz regulatoria clara para la aplicación de los mismos por parte de los comercializadores en la formula tarifaria, fue discrecional de cada uno de ellos su aplicación.

Gráfica No. 17. Componente de generación 2018



Fuente: Publicación de tarifas ESP

Para el periodo de análisis, se puede evidenciar un comportamiento estable del componente G debido a que la ESP durante el año 2018 cubrió aproximadamente el 95% de su demanda con compras en contratos, con un valor promedio de 178,81 \$/kWh, con un máximo de 184,82 \$/kWh para diciembre de 2018, y un mínimo de 171,75 \$/kWh en enero de 2018.

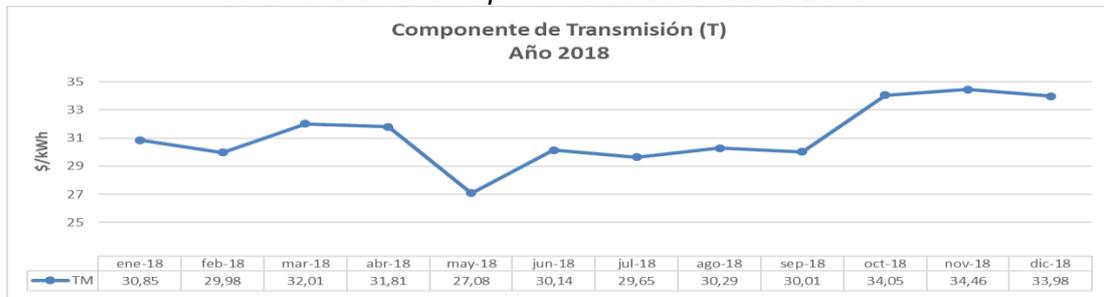
4.12.2. Componente de Transmisión (T)

El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada relación; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

En la Gráfica No. 18 se muestran los valores del componente T cobrado por las empresas a sus usuarios durante el año 2018. El componente reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular.

Gráfica No. 18. Componente de transmisión 2018



Fuente: Publicación de tarifas ESP

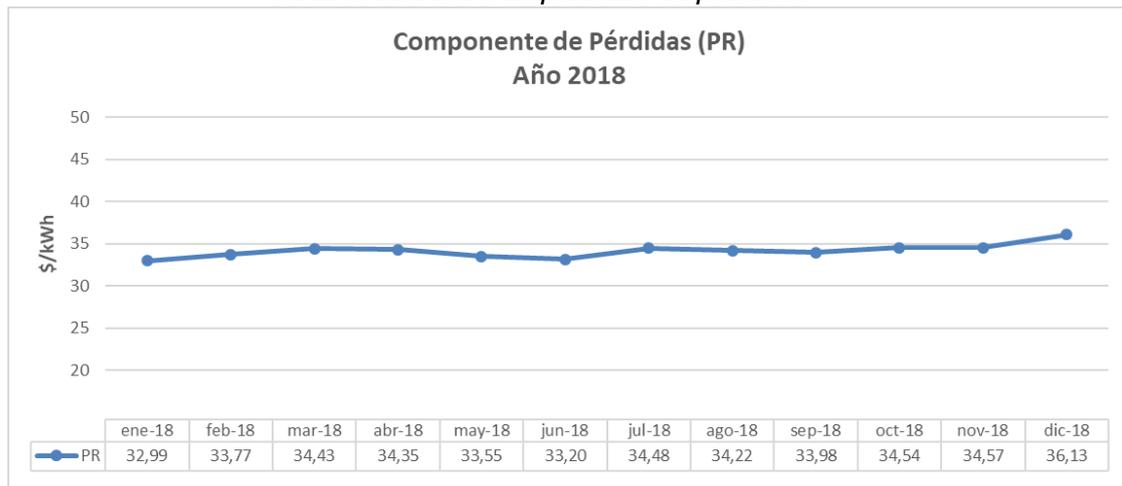
En el mes de mayo puede observarse una disminución en el componente de transmisión y corresponde el ajuste al T mediante la variable Delta T realizada por el LAC con un valor de -2,79 \$/kWh, de igual manera, hubo una disminución en la demanda nacional. Para el incremento presentado a partir del mes de septiembre, se presenta un **incremento en el valor del ingreso regulado neto que pagan los comercializadores para septiembre de 2018; este incremento obedece a la oficialización de los ingresos anuales** para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por parte de la Comisión a través de las Resoluciones CREG 082 de 2018 “Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del tercer transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso, de acuerdo con la convocatoria UPME 08-2017” y CREG 099 de 2018 “Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador 500/230 kV de 360 MVA en la subestación Ocaña, de acuerdo con la convocatoria UPME 01-2018”; lo anterior aunado a una disminución en la demanda total del SIN.

4.12.3. Componente de Pérdidas (P)

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente de la Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Gráfica No. 19 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

Gráfica No. 19. Componente de pérdidas



Fuente: Publicación de tarifas ESP

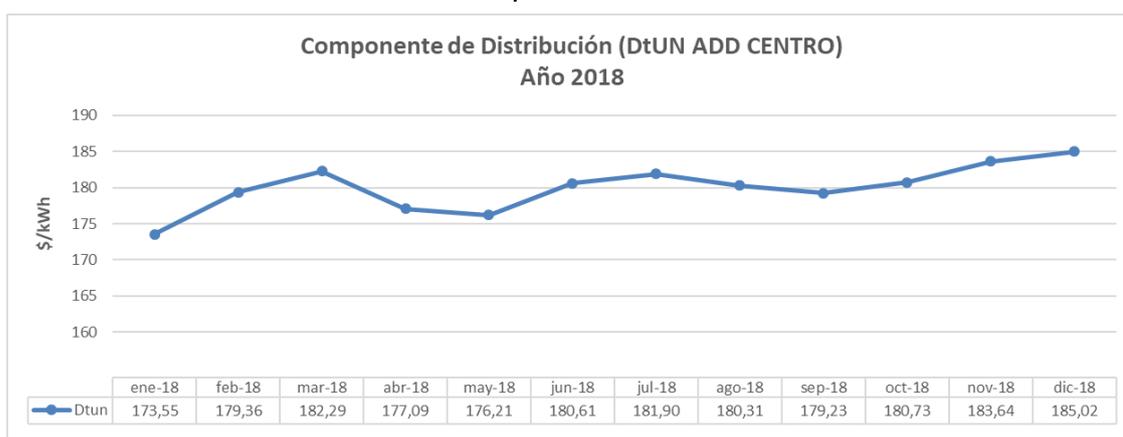
4.12.4. Componente de Distribución (D)

A la fecha, mientras entra en aplicación la Resolución CREG 015 de 2018, el valor de este componente por nivel de tensión se calcula mediante la Resolución CREG 097 de 2008. Si la empresa pertenece a un área de distribución (ADD), debe reportar el resultado de los cargos obtenidos mediante la Resolución 097 de 2008 a XM S.A. E.S.P. para que calcule un valor unificado (DtUN) que será el cobrado a los usuarios vía tarifa.

En la Gráfica No. 20 se muestran los componentes de distribución de nivel de tensión 1 con propiedad del activo del OR publicados por las empresas de análisis en el año 2018.

Durante el año 2018, la CREG aprobó a cuatro empresas distribuidoras la actualización del costo anual por uso de activos de nivel de tensión 4 que corresponde a activos del STR y cuyo impacto se refleja en la liquidación mensual de los cargos por uso de nivel de tensión 4. Las resoluciones de aprobación fueron: Resolución CREG 056 de 2018 para EBSA S.A. E.S.P., CREG 057 de 2018 para CENS S.A. E.S.P., CREG 058 de 2018 para EBSA S.A. E.S.P. y CREG 081 de 2018 para EMSA S.A. E.S.P., el costo anual aprobado para estas empresas hace parte del Sistema de Transmisión Regional Centro Sur.

Gráfica No. 20. Componente de distribución.



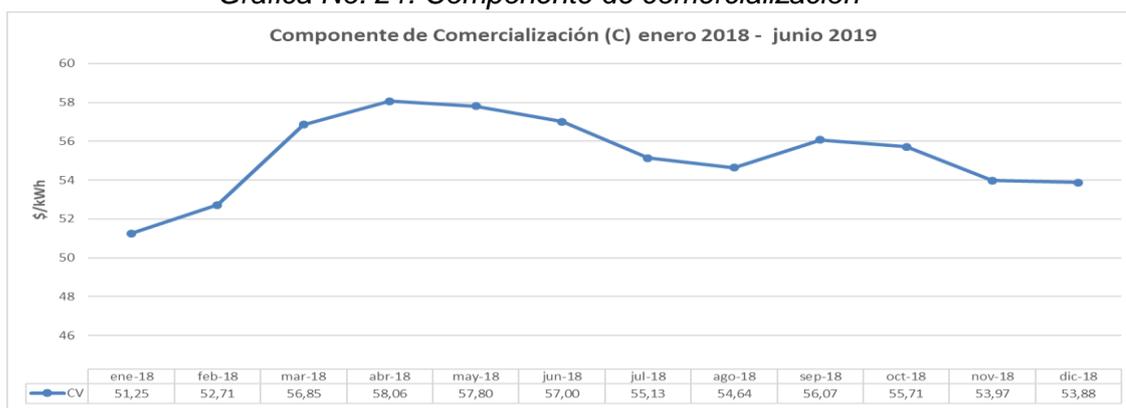
Fuente: Publicación de tarifas ESP

4.12.5. Componente de Comercialización (C)

El componente de Comercialización remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014 donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: costo variable de comercialización (**C***), costo variable para atender usuarios regulados (**CvR**) y reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas incumbentes, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

Gráfica No. 21. Componente de comercialización



Fuente: Publicación de tarifas ESP

La conformación de este componente para CENS es la siguiente:

$$Cv_{m,t,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

En promedio, el componente de comercialización presentó un valor de 55,26 \$/kWh. Durante el período de análisis se evidencian el mayor incremento en marzo de 2018, con un valor de 56,85 \$/kWh, con una variación de 8% con respecto al mes de febrero; incremento que se debe a un aumento en la remuneración de costos asociados a la atención de usuarios regulados (CvR), ocasionada por una disminución en las Ventas Totales a Usuarios Regulados (VR_{i,j,m-2}).

4.12.6. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo a la Resolución CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía del comercializador minorista, correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, en la Gráfica No. 22 se muestran los valores mensuales promedio del componente durante el año 2018:

Gráfica No. 22. Componente de restricciones



Fuente: Publicación de tarifas ESP

El comportamiento del componente de restricciones para el periodo de estudio, donde se observa un comportamiento creciente hasta el mes de septiembre de 2018 con un valor promedio de 34,68 \$/kWh aproximadamente. En septiembre de 2018, el componente presentó el mayor valor trasladado a los usuarios de 40,48 \$/kWh; por otro lado, la mayor variación se presentó en el mes de marzo con respecto a febrero, lo que significó un incremento de 12,56 \$/kWh, de un mes con respecto al otro.

4.12.7. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2018, la participación de cada uno de los componentes en el CU de CENS fue el siguiente:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

↓
□

↓
□

↓
□

↓
□

↓
□

↓
□

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 70% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, es más de esperarse una variación en la Generación por la entrada de nuevos contratos bilaterales y adquisición de energía en bolsa que pueden cambiar las condiciones de precio principalmente por razones climáticas.

Para el año de análisis, el valor más alto de CU fue de 530,52 \$/kWh en el mes diciembre de 2018 y el menor fue de 490,17 \$/kWh para enero de 2018 donde la diferencia fue de 40,35 \$/kWh. (Gráfica No. 23)

Gráfica No. 23. Costo unitario de prestación del servicio



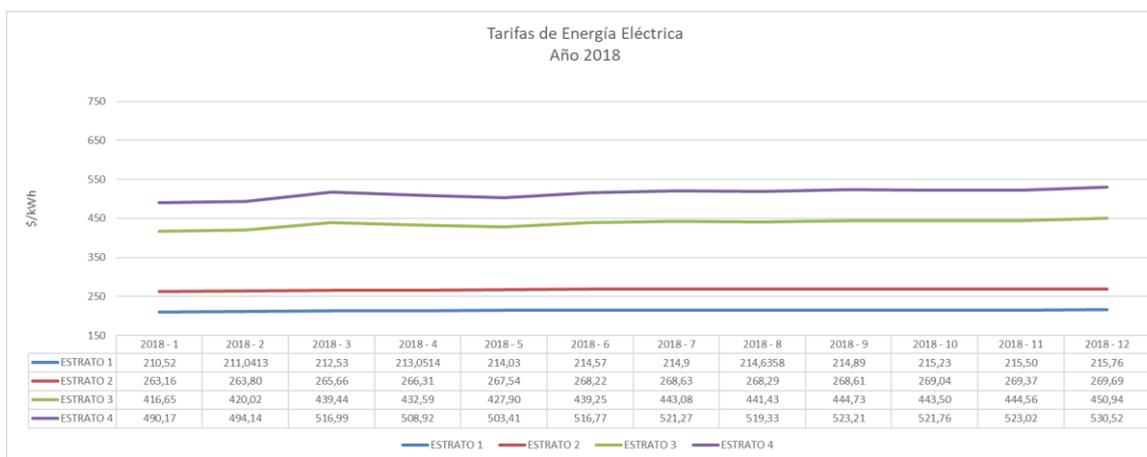
Fuente: Publicación de tarifas ESP

4.12.8. Tarifas de Energía Eléctrica

La tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación de Servicios los subsidios del Fondo De Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo el estrato socioeconómico, se aplica un subsidio o una contribución.

Para el caso de CENS que no aplica opción tarifaria, el CU es la tarifa de estrato 4, por lo que la curva es igual a la obtenida para el Costo Unitario de Prestación del Servicio. En la Gráfica No. 24 se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2018. La aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3 y 4.

Gráfica No. 24. Tarifas de energía eléctrica CENS



Fuente: Publicación de tarifas ESP

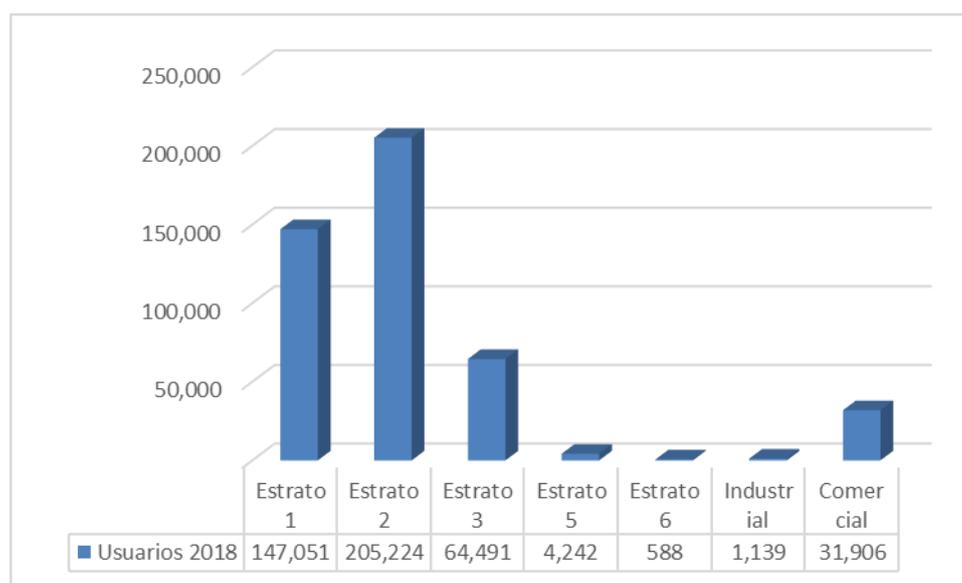
4.13. Subsidios y Contribuciones

La empresa CENS es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados y no regulados en los estratos correspondientes, y de los Sectores Comercial, Industrial y Provisional, en el mercado de Norte de Santander.

La empresa reporta al SUI la información pertinente a subsidios y contribuciones en los Formatos: 2 “Información Comercial Residencial”; 3 “Información Comercial No Residencial”; 20 “Resumen Contable de Subsidios y Contribuciones y FOES”; 21 “Giros Recibidos y Efectuados y 27 “Usuarios industriales exentos de contribución”, que corresponde a la facturación del servicio público de energía eléctrica. La empresa reporta al Ministerio de Minas y Energía, los formatos de la conciliación trimestral de subsidios y contribuciones.

En la gráfica No. 25 se observa el total de usuarios (454.642) y la distribución del número de usuarios promedio por estrato o sector, atendidos en el esquema de subsidios y contribuciones:

Gráfica No. 25. Número de usuarios promedio por estrato/sector



Fuente: SUI

4.13.1. Subsidios

En el análisis efectuado de la aplicación de subsidios por parte de CENS, en el año 2018 estos alcanzan un valor de \$120.363 millones, es decir, un incremento del 14,38% con respecto al año anterior, ocasionado por aumentos de las diferentes variables que hacen parte del cálculo del subsidio, esta variación obedece principalmente a los incrementos del 6,56% del número de usuarios promedio, del 10,22% del consumo y del 17,57% del consumo base de liquidación de los subsidios, lo cual se aprecia en la tabla No. 26.

Tabla No. 26. Comportamiento de subsidios 2017 – 2018

Año	2017	2018	Variación	Variación %
Subsidios \$	105,229,647,425	120,362,958,465	15,133,311,040	14.38%
Num Usuarios Prom	381,425	406,454	25,029	6.56%
Consumo kWh	649,824,742	716,246,667	66,421,926	10.22%
Facturación Consumo	312,661,752,592	359,367,910,132	46,706,157,540	14.94%
Consumo Subsidiado	562,164,180	660,942,166	98,777,986	17.57%
CU (PromPond) ³ \$	482.18	508.04	26	5.36%

³ CU PromPond: Costo Unitario Promedio Ponderado

TA (PromPond) ^[4] \$	272.82	280.11	7	2.67%
%Sub (PromPond) ^[5]	43.38%	44.82%	1.44%	3.32%
Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$	45,319.55	49,002.09	3,683	8.13%

Fuente: MME. Cálculos DTGE
*No incluye ajustes por refacturación

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación, el factor de subsidio que corresponda a cada estrato y la cual se ve reflejada en la factura, el porcentaje promedio ponderado anual de subsidio al cierre del año 2018, alcanzó el 44,82%, representados en el 57,90% para el Estrato 1, el 47,63% para el Estrato 2 y el 15% para el Estrato 3. El comportamiento de las variables de los subsidios otorgados por estrato y sector se presentan en la tabla No. 27.

Tabla No. 27. Subsidios otorgados en el año 2018.

EstSec	Subsidios \$	Num Usuarios Prom	Consumo kWh	Facturación Consumo	Consumo Subsidiado	CU (PromPond) \$	TA (PromPond) \$	%Sub (PromPond)	Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$
Estrato 1	50,082,508,731	147,027	219,076,375	106,613,993,351	205,190,480	508.88	213.96	57.90%	32,042
Estrato 2	63,626,664,595	199,699	366,530,054	187,532,985,487	334,467,746	507.87	265.85	47.63%	51,705
Estrato 3	6,653,785,139	59,728	130,640,239	65,220,931,294	121,283,939	507.11	431.07	15.00%	81,714
TOTAL	120,362,958,465	406,454	716,246,667	359,367,910,132	660,942,166	508.04	280.11	44.82%	49,002

Fuente: MME. Cálculos DTGE
*No incluye ajustes por refacturación

4.13.2. Contribuciones

Las contribuciones facturadas por CENS en el año 2018, alcanzan un valor de \$23.178,3 millones, es decir, un incremento del 3,71% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a los incrementos de un 2,78% en el número de usuarios y 5,97% del Costo Unitario – CU, lo cual se observa en la tabla No. 28.

Tabla No. 28. Comportamiento de Contribuciones 2017-2018.

Año	2017	2018	Variación	Variación %
Contribución \$	22,349,784,010	23,178,325,154	828,541,144	3.71%
Num Usuarios Prom	32,260	33,157	896	2.78%
Consumo kWh	252,952,775	248,768,302	-4,184,474	-1.65%
Facturación Consumo	115,994,724,271	120,880,381,784	4,885,657,513	4.21%
CU (PromPond) ^[6] \$	458.77	486.18	27	5.97%
TA (PromPond) ^[7] \$	548.27	582.99	35	6.33%
%Cont (PromPond) ^[8]	0.19	0.20	0.07%	2.42%
Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$	358,248.28	364,507.69	6,259	1.75%

Fuente: MME. Cálculos DTGE
*No incluye ajustes por refacturación

⁴ TA (PromPond): Tarifa Aplicada Promedio Ponderado

⁵ %Sub (PromPond): Porcentaje Subsidio Promedio Ponderado

⁶ CU PromPond: Costo Unitario Promedio Ponderado

⁷ TA (PromPond): Tarifa Aplicada Promedio Ponderado

⁸ %Sub (PromPond): Porcentaje Subsidio Promedio Ponderado

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación, el factor de contribución de solidaridad que corresponda, lo cual se ve reflejado en la factura; el porcentaje promedio ponderado anual de contribución aplicado al cierre del año 2018 alcanzó el 20%, los resultados por estrato/sector se presentan en la tabla No. 29.

Tabla No. 29. Contribuciones facturadas año 2018.

EstSec	Contribución \$	Num Usuarios Prom	Consumo kWh	Facturación Consumo	CU (Prom Pond) \$	TA (Prom Pond) \$	%Sub (Prom Pond)	Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$
Estrato 5	1,661,814,442	3,830	16,477,966	8,265,150,009	501.59	601.91	0.20	215,810
Estrato 6	295,990,407	533	3,018,506	1,475,272,886	488.74	586.49	0.20	276,787
Comercial	18,764,727,165	26,897	201,144,097	98,373,523,862	489.40	586.75	0.20	365,664
Industrial	1,920,628,402	783	21,120,462	9,486,951,672	449.18	539.02	0.20	1,212,132
Provisional	620,573,428	469	7,007,271	3,279,483,355	468.01	561.61	0.20	699,126
Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su no recaudo	58,055,377	190	-	-	-	-	-	-
Contribuciones No Recaudadas después de 6 meses	-143,464,067	456	-	-	-	-	-	-
TOTAL	23,178,325,154	32,042	241,761,031	117,600,898,429	500.27	599.89	0.20	377,185

Fuente: MME. Cálculos DTGE

*No incluye ajustes por refacturación

4.13.3. Superávit o Déficit del esquema de subsidios y contribuciones

El balance de subsidios y contribuciones al cierre del año 2018 presenta un déficit por valor de \$97.184,6 millones, que comparado frente al déficit del año 2017 de \$82.879,9 millones es mayor en un 17,26%, como se muestra en la tabla No. 30, estos déficits podrán ser cubiertos con los recursos asignados para cubrir subsidios del Presupuesto General de la Nación, los presupuestos departamentales, distritales o municipales, o con recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla No. 30. Balance de subsidios y contribuciones.

Año	2017	2018	Variación	Variación %
Subsidios \$	105,229,647,425	120,362,958,465	15,133,311,040	14.38%
Contribución	22,349,784,010	23,178,325,154	828,541,144	3.71%
Superávit / Déficit	-82,879,863,415	-97,184,633,311	-14,304,769,896	17.26%

Fuente: MME. Cálculos DTGE

*No incluye ajustes por refacturación

4.13.4. Fondo de Energía Social – FOES

En la tabla No. 31, se observa que CENS aplica el beneficio FOES a 21.685 usuarios del Estrato 1 y 2 ubicados en 27 Áreas Rurales de Menor Desarrollo - ARMD. En el año 2018 la empresa CENS aplicó recursos del beneficio por valor de \$1.307 millones.

Tabla No. 31. Áreas Especiales y Número de usuarios promedio.

Área Especial	Número de AE	Estrato	Número Promedio Usuarios	Valor FOES \$
ARMD	27	1	6.024	349.390.884
		2	15.661	957.632.515
Total	27		21.685	1.307.023.399

Fuente: MME y SUI

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pública para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2018, realizando la comparación con los “Referentes Marco Normativo Internacional – NIF” sugeridos en la publicación de los referentes del año 2017.

Tabla No. 32. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	23%	24,83%	<i>No Cumple</i>
Cubrimiento de gastos financieros – Veces	6,40	64,60	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	68	45,96	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0	24,93	<i>Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,75	1,47	<i>No Cumple</i>

Tabla No. 33. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	23%	24,83%	<i>No Cumple</i>
Cubrimiento de gastos financieros – Veces	6,40	64,60	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	68	61,67	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0	35,59	<i>Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,75	1,47	<i>No Cumple</i>

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Con relación a los resultados para CENS, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, los

indicadores con mayor desviación son rotación de cuentas por cobrar, la razón corriente, y el cubrimiento de Gastos Financieros, la compañía manifestó que,

“(…) para el año 2018 las cuentas por cobrar presentaron una variación significativa en los deudores servicios públicos, la cual les generó un indicador que no cumple, CENS es una compañía con un mercado principalmente residencial y el 70% está en los estratos 1, 2 y 3, y por lo tanto la inoportunidad en el recibo de los subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía afecta la liquidez en el corto plazo de la empresa.

Es importante resaltar que el valor adeudado por el Ministerio de Minas y Energía para el año 2018 por concepto de Déficit de los subsidios de energía otorgados a los estratos 1,2 y3 asciende a \$40.200 teniendo una participación del 31% frente al total de las Cuentas por Cobrar a la misma fecha.

Además de las cuentas por pagar vencidas el 28,84% de la cartera es adeudada por empresas oficiales. Afectando de la misma manera la liquidez de la compañía.



Razón Corriente: 0.75

CENS Para el año 2018 tuvo una disminución en su Activo Corriente generado básicamente en los Rubros:

- Efectivo y Equivalentes de Efectivo: obedece principalmente a el pago de las cuentas por pagar de la vigencia 2017, abono a capital e intereses por los créditos con los bancos Bogotá y Agrario.*
- Activos por impuestos corrientes: generado por el reconocimiento de la provisión de renta por el incremento de la utilidad.*
- Inventarios: Presenta disminución por la salida de materiales para la prestación del servicio y venta de medidores, cable concéntrico entre otros.*

Y el pasivo corriente incrementó por por Créditos y préstamos.

La Razón Corriente; disminuye notoriamente por los préstamos bancario, necesarios para el apalancamiento de las inversiones de CENS las cuales aseguraran la continuidad y calidad del servicio de energía y asimismo, ingresos para ser sostenibles en el tiempo.

Adicionalmente se resalta que CENS viene cumpliendo a cabalidad con los pagos a proveedores de energía y agentes del mercado eléctrico, así como los del sector financiero y en general compromisos adquiridos con terceros. (...) (Informe Financiero Visita SSPD 2019, auditoría estados Financieros 31 de dic 2018)” (...)”

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 338 reportes en estado certificado y 1 en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No. 34. Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	Año	Certificado	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
604	CENS S.A. E.S.P	2018	338	1	99,7

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2019.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2018 se pudo constatar que CENS presentó el 13% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla No. 35. Oportunidad en el cargue

CENS S.A. E.S.P	CARGUES	
	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
	Cantidad N°	294
Porcentaje %	87	13

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2019.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con radicado 20182200365951 del 22 de marzo de 2018 se realizó requerimiento a la empresa solicitando su pronunciamiento en torno a la existencia y/o magnitud de los eventos de los Eventos de Energía no Suministrada, a través del radicado 201852903225422 del 12 de abril de 2018 la empresa CENS dio respuesta al requerimiento.

Para el período evaluado la empresa no se le formuló pliego de cargos o solicitud de investigación.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La empresa CENS presentó resultados financieros aceptables para el año 2018, lo que le permitió garantizar la prestación del servicio a sus usuarios; así mismo, según el modelo de riesgos para la vigencia 2018, se ubicó en un nivel de riesgo financiero alto (3), cambiando la situación que presentó en el año 2017 cuyo resultado estaba catalogado como medio bajo (1), situación que se explica principalmente por un endeudamiento con entidades bancarias, esto con el fin de apalancar los nuevos proyectos de renovación tecnológica, expansión y reposición de infraestructura los cuales llevan ejecutando durante los últimos 3 años, situación que impacta de manera importante los costos financieros. En el análisis realizado por parte de la DTGE, se evidencia que la empresa cumple con sus obligaciones con terceros.
- La compañía para el año 2018 también ve afectado sus indicadores de liquidez pues cuenta con un porcentaje del 70% de su mercado en clientes residenciales estrato 1,2, y 3, los cuales son subsidiados, la ESP espera el giro de estos recursos mensualmente y se están girando aproximadamente cada 6 meses, situación que generó que, a 31 de diciembre de 2018, los indicadores de liquidez y margen operacional no cumplieran según lo establecido en la regulación.
- Se evidenció en los estados financieros de CENS un rubro significativo en el pasivo, es decir los beneficios a empleados, pues la provisión de éstos está alrededor del 28% que son generados por los beneficios convencionales para el personal de CENS y los jubilados de esta empresa. La compañía cuenta con una convención colectiva a la cual pertenecen el 96% del total de sus empleados.
- De acuerdo con la proyección del flujo de caja, la compañía conseguirá un aumento significativo en su patrimonio, y una disminución en sus obligaciones crediticias. Según proyección para el año 2020 con la aplicación de los cambios regulatorios, la aprobación de cargos del distribuidor según Resolución CREG 015/2018, y por nuevos ingresos en la diversificación en el portafolio de servicios a los clientes y con la implementación del proyecto B2B/B2C, esperan tener un crecimiento tanto financiero como de expansión y calidad del servicio, con el fin de llegar a sus usuarios con una prestación adecuada del servicio de energía eléctrica.
- La compañía debe mejorar el cumplimiento de la Resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004 con respecto a sus indicadores de gestión, en su caso 4 indicadores que no cumplen.

Para el año 2018 CENS presentó una ganancia de \$42.140 millones de pesos superada respecto al año 2017 donde registró una utilidad de \$17.653 millones de pesos, estos resultados se presentan por la mayor tarifa de venta a sus clientes, un fallo a favor de la empresa, por la demanda presentada por la Sociedad Chivor S.A. E.S.P., y un plan de recuperación de pérdidas de energía el cual ubico el indicador en 12,83%, mostrando una disminuyó en 0,67%.

- Como conclusión general, CENS es una compañía financieramente viable que asegura la prestación continua del servicio de energía eléctrica, cumple con todas sus obligaciones a terceros, y tiene un manejo de cartera adecuado de acuerdo con su ubicación geográfica y al contexto social. Además, es una compañía con proyecciones ambiciosas de expansión y de modernización, y cuenta con una planta de profesionales con estabilidad laboral.

- El prestador CENS cuenta con aprobación y adopción de la Política de Gestión Integral de Riesgos, desde el año 2014; para lo cual cuentan con el proceso de Gestión Integral de Riesgos incluido dentro del Macroproceso Gestión Financiera.
- La empresa CENS cuenta con tres matrices de valoración de riesgos, con las que se analizan los riesgos de la empresa, operativos y de incumplimiento regulatorio. La metodología utilizada para realizar la valoración del riesgo es la “Matriz de Consecuencias y Probabilidad” – una de las metodologías mencionadas por la NTC-IEC/ISO 31010 versión 2013” Gestión de Riesgos -Técnicas de Valoración del Riesgo”.
- Teniendo en cuenta que se observó la generalización en los PGRD presentados, se hace indispensable que para cada unidad de negocio se establezca el diseño e implementación del marco de referencia claramente, definiendo el contexto de cada uno, tanto el contexto externo (circunstancias), como el contexto interno (condiciones) de la organización ya que este es de gran importancia debido a que con esta información se definen los parámetros básicos para gestionar los riesgos, establecer los alcances, objetivos y criterios de todo el proceso.
- Se hace indispensable que el análisis de las amenazas naturales se realice por evento (por cada amenaza) teniendo en cuenta que el análisis de una amenaza natural consiste en la descripción probabilística o determinística de la eventual ocurrencia de dicho evento con distintas escalas de intensidad; por lo cual las medidas clásicas asociadas a las amenazas son la tasa de excedencia (número de eventos por unidad de tiempo que sobrepasan un cierto nivel de intensidad y magnitud) o el periodo de retorno (lapso que en promedio, hay que esperar para que ocurra un evento con intensidad y magnitud superior a una especificada), para lo cual se debe realizar la caracterización de cada amenaza natural por separado.
- En cuanto a los proyectos de expansión en el STR, se identificó que los proyectos en ejecución por parte de CENS corresponden a repotenciación de líneas, con el objetivo de cumplir criterios de confiabilidad y atender el crecimiento de la demanda en la zona de Norte de Santander.
- Se evidenció gestión por parte de la empresa para mejorar sus indicadores de calidad en transmisión regional, en cuanto a horas de indisponibilidad de sus activos, comparativamente entre el primer semestre de 2018 y 2019.
- La revisión de los aspectos relacionados con el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018 permite concluir que el prestador tiene un cronograma de actividades y un plan de acción que le permite realizar un seguimiento de las acciones programadas y de las inversiones y acciones necesarias para alcanzar el cumplimiento regulatorio que se ajusta a los plazos establecidos por la regulación.
- La revisión de indicadores de seguimiento a la duración y frecuencia de interrupciones en el sistema de distribución local, permite concluir que el prestador incluye dentro de sus acciones el seguimiento y la identificación permanente de las causas y situaciones que afectan la prestación del servicio y que estas actividades se incluyen dentro de la planeación operativa mensual del prestador.

- La revisión de la metodología de mantenimiento de la infraestructura empleada para la prestación del servicio de energía basada en RCM y que es actualmente empleada por el prestador, permite concluir que el prestador realiza un seguimiento detallado de la condición y los principales actividades que se ejecutan sobre de los activos críticos empleados para la prestación del servicio, esto le permite tener un histórico que puede reducir de manera significativa el tiempo medio de reparación y el tiempo medio ente fallas.
- La revisión de la infraestructura eléctrica empleada para la prestación del servicio de energía eléctrica de las subestaciones San Mateo y Belén no muestra condiciones de deterioro, mala condición, falta de mantenimiento o condiciones de riesgo inminente. Por el contrario, la visita permite identificar las actuales obras que realiza el prestador y que están encaminadas a la reposición de activos.
- La revisión de aspectos relacionados con las actividades de mantenimiento, operación, proyectos de inversión y actividades de interventoría, descritos en la matriz de riesgos del prestador, permiten evidenciar que los sistemas de gestión de información y de gestión de riesgo se mantienen actualizados y permiten una adecuada identificación de controles y acciones de mejoramiento por parte del prestador.
- La revisión de la metodología implementada para la identificación y gestión de proyectos de inversión permite concluir que el prestador cuenta con un proceso interno que le permite identificar las necesidades asociadas a las inversiones requeridas para dar cumplimiento al plan de inversiones de la empresa, así como a los requerimientos regulatorios asociados al desarrollo de proyectos de inversiones.
- Se recomienda mejorar las condiciones en la grava de la subestación Belén, dado que las condiciones que se evidenciaron durante la visita técnica de ausencia de la misma, pueden conllevar a un aumento en el riesgo en las personas por causa de arco eléctrico y/o tensión de paso.
- Se logra evidenciar en el informe de AEGR, correspondiente al año 2018, el cumplimiento del Decreto 302 de 2015⁹, por parte de la E.S.P, la aplicación y sujeción de las Normas Internacionales de Auditoría -NIAS- que, de conformidad con las mismas, desarrolla todas las etapas de la auditoría y procesos de recolección de evidencia suficiente y concisa, con la cual, llega a las conclusiones pertinentes para la correspondiente toma de decisiones.
- Si bien es cierto, que el área de influencia atendida por CENS está influenciada por distintos factores de orden económico, social y de orden público, al interior de la empresa se han ideado estrategias que le permiten a la empresa, si no disminuir, al menos no permitir que se desmejoren los indicadores que afectan no solo al área comercial.
- Los procesos de compra de energía están acordes a las necesidades de la empresa y mediante los contratos de energía manejan un esquema prudencial, esto se refleja en que los valores de exposición a bolsa no superan porcentajes que sobrepasan el 3% durante el 2018.

⁹ “por el cual se reglamenta la Ley 1314 de 2009 sobre el marco técnico normativo para las normas de aseguramiento de la información.”

- En cuanto a la gestión relacionada con el código de medida si bien los esfuerzos se centran en la confiabilidad de la medida, se considera que hay aspectos que se pueden mejorar sobre todo con lo relacionado con las comunicaciones y las fallas que se derivan de los problemas que en este aspecto suceden.
- El manejo de la cartera, si bien afecta el flujo de la empresa, se soporta en la Subgerencia Comercial y las acciones allí diseñadas han buscado, que, si bien no aumenta el índice, los resultados de la misma no se deterioren y esto se debe mencionar como un logro, dadas las situaciones particulares ya mencionadas.
- Situación similar se refleja en el manejo de las pérdidas de energía, muchos de los esfuerzos se centran en focalizarlas, en atender de manera pronta la medida de los barrios de invasión y buscar mecanismos que faciliten el pago de los usuarios con dificultades económicas.
- Si bien es cierto que la atención al usuario cuenta con varios canales de comunicación y con resultados favorables, al interior de la empresa se debe considerar y/o prever aspectos que van a impactar a todo su mercado en general, como la expedición de la resolución CREG con los cargos de distribución¹⁰, la introducción de la tarifa horaria, la generación distribuida con base en recursos renovables entre otros, los cuales con la debida preparación del personal que atiende, permitirá mitigar cualquier impacto negativo al usuario.
- En cuanto a la expansión de la cobertura en áreas alejadas y/o rurales, se debe buscar la participación de otros agentes como FENOGÉ y lograr que los desarrollos aquí planteados tengan un mayor componente social y económico, de tal forma que se asegure la sostenibilidad de los desarrollos energéticos que se realicen.
- En el esquema de subsidios y contribuciones, CENS viene aplicando en forma coherente con base en lo normativo y la regulación vigente, la aplicación y cálculo de los subsidios a otorgar y de la facturación de las contribuciones de solidaridad.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
 Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE
 Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE
 Jorge Eduardo Cortes Gacha – Contratista DTGE
 Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE
 Óscar Javier Murillo Sánchez – Contratista DTGE
 María Claudia Gómez Serrano – Contratista DTGE
 Catherine Bohórquez Rodríguez - Contratista DTGE
 Kelly Andrea Toro Toro - Contratista DTGE
 Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE

Revisó: Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE
 Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía

¹⁰ la organización ha definido un plan que les permita gestionar el entorno y el impacto de la tarifa. Las iniciativas y necesidades presupuestales fueron presentadas a la Junta Directiva de CENS en la sesión del 21 de agosto de 2019 y autorizadas en este momento por dicho órgano.