

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

Bogotá, noviembre de 2020

ESSA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2019

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa ESSA S.A. E.S.P., en adelante ESSA, se constituyó en el año 1950 y se encuentra inscrita en el RUPS, con inicio de operaciones en el año 1950. Desarrolla las actividades de Distribución, Comercialización, Transmisión y Generación de energía eléctrica desde el 16 de septiembre de 1950 en el SIN. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$137.064 millones.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.
Sigla	ESSA
Representante Legal	MAURICIO MONTOYA BOZZI
Actividad desarrollada	Distribución Comercialización Transmisión Generación
Año de entrada en operación	1950
Auditor – AEGR	NEXIA M&A INTERNATIONAL S.A.S
Clasificación	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS	22/01/2020

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa ESSA, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 986 empleados con corte a 2020. Los mayores accionistas de ESSA son EPM Inversiones S.A. con el 73.78% y el departamento de Santander con el 22.5%.

Para el año 2019, según informó la empresa: “ESSA cubre el mercado regulado atendiendo clientes y usuarios en los 87 municipios de Santander, en 5 de Norte de Santander, 4 del Cesar, 2 en Boyacá, 2 en Bolívar y 1 de Antioquia, con una participación en el mercado del 72% de la energía que se comercializa”.

De otra parte, según la información suministrada por la empresa en mención, esta presenta una certificación de calidad ISO 9001:2015 con el siguiente alcance: “Generación hidráulica, transmisión 230 kV, distribución en los niveles de tensión de 115 kV, 34.5 kV, 13.8 kV y baja tensión; alumbrado público y comercialización de energía eléctrica para el área de cobertura de ESSA”.

2.2. Aspectos Financieros

Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 20 del Decreto 1369 de 2020, 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 2020 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera cargada por el prestador del año 2019, en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados bajo Normas Internacionales Financieras (NIF). Para la vigencia 2019 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, fue un nivel de riesgo financiero alto (nivel de riesgo 3).

En la Tabla 2, se observan los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de las prestadoras evaluadas.

Tabla 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2019.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2019	2018
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	19%	18%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	35%	52%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	13%	6%
Ciclo Operacional	Liquidez	12,32	29,45
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	9,26	8,90
Razón Corriente	Liquidez	0,96	1,07
Patrimonio sobre Activo	Solidez	37%	38%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	28%	27%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	17%	18%
Patrimonio		694.817.162.000	655.769.302.000
Riesgo Financiero		3	2

Fuente SUI

La prestadora se ubica en el clúster No 4, el cual comparte con 13 empresas que presentan condiciones de ingresos y patrimonio similares, dentro de esta clasificación ESSA evidencia condiciones inferiores en cuatro (4) indicadores a los presentadas por las compañías del clúster, indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2019, según el modelo de riesgos calculado con la metodología de la Resolución CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

Los indicadores que presentan condiciones inferiores a las presentadas en el grupo son: Ciclo operacional, Razón corriente, pasivo corriente sobre pasivo total y activo corriente sobre activo total.

Del resultado de la metodología establecida por la comisión de regulación ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP para la vigencia 2020 se clasifica en riesgo (3) alto¹

2.2.1. Estado de Situación Financiera

Tabla 3 Estado de Situación Financiera Comparativo 2019 - 2018
(Cifras en miles de pesos)

Concepto	INFORMACION 2019				INFORMACION 2018			
	Corriente	No Corriente	Total 2019	Peso en el Activo	Corriente	No Corriente	Total 2018	Peso en el Activo
Activo	\$ 321.712.670	\$ 1.558.854.546	\$ 1.880.567.216	100%	\$ 312.774.095	\$ 1.427.034.669	\$ 1.739.808.764	100%
Efectivo y Equivalente de efectivo	\$ 133.586.633		\$ 133.586.633	7%	\$ 129.197.657		\$ 129.197.657	7%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 170.363.199	\$ 24.936.864	\$ 195.300.063	10%	\$ 170.415.096	\$ 13.625.416	\$ 184.040.512	11%
Inventarios	\$ 4.774.332		\$ 4.774.332	0%	\$ 5.234.109		\$ 5.234.109	0%
Activos por impuestos	\$ 5.621.168		\$ 5.621.168	0%	\$ 504.683		\$ 504.683	0%
Otros activos financieros	\$ 2.151.064	\$ 387.358	\$ 2.538.422	0%	\$ 2.151.073	\$ 46.945.098	\$ 49.096.171	3%
Otros activos no financieros	\$ 5.216.274	\$ 22.088.210	\$ 27.304.484		\$ 5.271.477	\$ 3.456.295	\$ 8.727.772	1%
Propiedades, planta y equipo		\$ 1.498.108.529	\$ 1.498.108.529	80%		\$ 1.349.967.209	\$ 1.349.967.209	78%
Activos intangibles distintos de la plusvalía		\$ 13.333.585	\$ 13.333.585			\$ 13.040.651	\$ 13.040.651	1%
Otros activos			\$ -	0%			\$ -	0%
Pasivos	\$ 335.155.882	\$ 850.594.172	\$ 1.185.750.054	63%	\$ 293.143.770	\$ 790.895.692	\$ 1.084.039.462	62%
Provisiones	\$ 35.897.725	\$ 189.240.405	\$ 225.138.130	12%	\$ 31.868.371	\$ 187.035.891	\$ 218.904.262	13%
otras cuentas por pagar	\$ 138.373.403	\$ 3.971.261	\$ 142.344.664	8%	\$ 113.390.500	\$ 4.839.881	\$ 118.230.381	7%
Pasivos por impuestos	\$ 36.472.240		\$ 36.472.240	2%	\$ 30.647.227		\$ 30.647.227	2%
Obligaciones financieras	\$ 99.238.012	\$ 550.526.433	\$ 649.764.445	35%	\$ 100.600.699	\$ 517.000.988	\$ 617.601.687	35%
Otros pasivos financieros	\$ 6.846.487	\$ 23.446.478	\$ 30.292.965	2%	\$ 2.580.954	\$ 8.189.853	\$ 10.770.807	1%
Otros pasivos no financieros	\$ 18.328.015	\$ 4.807.935	\$ 23.135.950	1%	\$ 14.056.019	\$ 4.180.550	\$ 18.236.569	1%
Pasivo por impuestos diferidos		\$ 78.601.660	\$ 78.601.660	4%		\$ 69.648.529	\$ 69.648.529	4%
Patrimonio	\$ -	\$ 694.817.162	\$ 694.817.162	37%	\$ -	\$ 655.769.302	\$ 655.769.302	38%
Capital Emitido		\$ 137.063.795	\$ 137.063.795	7%		\$ 137.063.795	\$ 137.063.795	8%
Reserva Legal		\$ 85.206.758	\$ 85.206.758	5%		\$ 79.066.871	\$ 79.066.871	5%
Ganancias acumuladas		\$ 471.989.344	\$ 471.989.344	25%		\$ 401.501.891	\$ 401.501.891	23%
Otras partidas patrimoniales (ORI)		\$ 557.265	\$ 557.265	0%		\$ 38.136.745	\$ 38.136.745	2%
Porcentaje de participación	17%	83%	100%		17%	76%	93%	

Fuente SU1

En cuanto al estado de situación financiera de los \$1.880.567 millones del activo, \$321.713 millones corresponden a parte corriente, dejando el restante \$1.558.854 millones a activo a largo plazo, el rubro más significativo para la compañía es la propiedad planta y equipo, posicionado en \$1.498.108 millones equivalente al 80% de los activos totales (Tabla 4), el siguiente rubro que acumula parte del activo son las cuentas por cobrar, estas contienen

¹ Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo, Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo, Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto, Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto

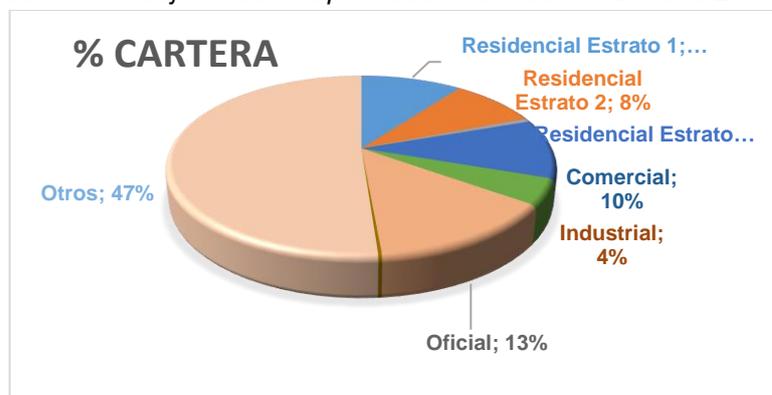
la deuda de los usuarios por consumo de energía eléctrica, cuentas por cobrar al ministerio por el cobro de los subsidios y otras cuentas por cobrar suman \$195.300 millones, el efectivo y equivalente de efectivo acumula \$133.587 millones.

*Tabla 4 Cartera del Servicio Publico Domiciliario 2019
(Cifras en pesos)*

CONCEPTOS	CARTERA CORRIENTE	CARTERA VENCIDA	TOTAL, CARTERA	% CARTERA	DETERIORO	NETO DE CARTERA	% CARTERA
Residencial Estrato 1	27.600.382.000	4.719.126.000	32.319.508.000	14%	17.114.526.000	15.204.982.000	9%
Residencial Estrato 2	17.407.245.000	2.976.299.000	20.383.544.000	9%	7.184.097.000	13.199.447.000	8%
Residencial Estrato 3	9.057.159.000	1.548.597.000	10.605.756.000	5%	2.951.157.000	7.654.599.000	5%
Residencial Estrato 4	4.872.895.000	833.170.000	5.706.065.000	3%	1.348.468.000	4.357.597.000	3%
Residencial Estrato 5	915.781.000	156.581.000	1.072.362.000	0%	161.938.000	910.424.000	1%
Residencial Estrato 6	686.883.000	117.444.000	804.327.000		191.188.000		
Comercial	20.752.142.000	3.548.211.000	24.300.353.000	11%	8.363.489.000	15.936.864.000	10%
Industrial	8.365.958.000	1.430.415.000	9.796.373.000	4%	2.885.940.000	6.910.433.000	4%
Oficial	20.700.700.000	3.539.416.000	24.240.116.000	11%	3.819.654.000	20.420.462.000	13%
Alumbrado público	0	0	0	0%	0	0	0%
Empresas del sector	0	0	0	0%	0	0	0%
Usuarios no regulados	331.707.000	56.715.000	388.422.000	0%	10.809.000	377.613.000	0%
Otros	81.400.072.000	13.917.823.000	95.317.895.000	42%	18.927.492.000	76.390.403.000	47%
Total Comercialización	192.090.924.000	32.843.797.000	224.934.721.000	100%	62.958.758.000	161.975.963.000	100%

Fuente SUI

Gráfica 1 Porcentaje de cartera por estrato socioeconómico año 2019



Fuente SUI

la cartera del servicio asciende a \$175.082 millones descontado el deterioro causado contablemente por la empresa, de estos la actividad de comercialización es la que produce mayores deudores con \$161.975 millones, verificando la información contenida en el formato 90024 de la taxonomía XBRL tabla 5 encontramos como la empresa reúne la mayor cantidad de cuentas por cobrar en la columna otros, de estos la más importante es las cuentas con el ministerio de minas y energía con \$43.056 millones según las notas a los estados financieros, a nivel de estrato socioeconómico es el sector oficial con el 13% seguido con el estrato 1 con 9% quienes acumulan la mayor cantidad de deuda con la Electrificadora de Santander.

El recaudo de la facturación para los estratos económicos actividad de comercialización según datos certificados al sistema único de información SUI formato 17, año 2019 se posiciona en promedio en el 80%, la tabla No 6 muestra el comportamiento por estrato económico, donde el estrato 1 mantiene un recaudo del 49% y el sector oficial del 87%, estos porcentajes de recaudo son los que al final del periodo tienen como consecuencia una mayor acumulación de cartera y es congruente con ser los dos rubros que proporcionan mayor deuda a la Electrificadora de Santander.

*Tabla 5 Recaudo por estrato socioeconómico
(Cifras en pesos)*

CONCEPTOS	FACT_TOTAL	REC_TOTAL	% Recaudo
Residencial Estrato 1	135.293.704.745	66.738.834.479	49%
Residencial Estrato 2	182.730.726.504	108.964.759.849	60%
Residencial Estrato 3	124.426.167.202	106.379.201.474	85%
Residencial Estrato 4	85.684.359.880	82.585.728.069	96%
Residencial Estrato 5	14.383.582.960	13.564.708.245	94%
Residencial Estrato 6	12.744.786.482	12.228.806.833	96%
Comercial	232.008.463.020	223.445.557.185	96%
Industrial	77.117.938.838	74.252.527.809	96%
Oficial	37.057.509.751	32.413.167.248	87%
Total, Comercialización	901.447.239.382	720.573.291.191	80%

Fuente SUI

La propiedad planta y equipo de una vigencia a otra varía en un 11%, con un ejercicio propio efectuado por la Dirección técnica extraído de las notas a los estados financieros se puede establecer que esta variación principalmente se concentra en el rubro de construcciones en curso con \$111.984 millones de diferencia de la vigencia 2019 respecto a 2018 Tabla 7; los mayores valores de la propiedad planta y equipo se concentran en los rubros, líneas redes y ductos con \$866.521 millones seguido por las Plantas Ductos y Túneles con \$435.449 millones, datos sin descontar la depreciación acumulada, estos activos tuvieron variación de 9% y 6% respectivamente con relación a la anterior vigencia.

Las construcciones en curso tienen su principal acumulación en proyectos de STR con \$215.614 millones seguido con reposición y expansión de líneas y cables \$49.969 millones y electrificación rural \$ 16.465 millones (Fuente Nota 4 Estados financieros ESSA).

*Tabla 6 Propiedad planta y equipo 2019
(Cifras en pesos)*

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2019	COSTO HISTORICO 2018	VARIACIÓN	% Variación
Redes líneas y cables	\$ 866.521.000	\$ 795.757.000	\$ 70.764.000	9%
Plantas ductos y túneles	\$ 435.449.000	\$ 412.500.000	\$ 22.949.000	6%
Construcciones en curso	\$ 339.088.000	\$ 227.104.000	\$ 111.984.000	49%
Terrenos y Edificios	\$ 164.099.000	\$ 157.984.000	\$ 6.115.000	4%
Maquinaria y equipo	\$ 26.984.000	\$ 25.379.000	\$ 1.605.000	6%
Equipos de comunicación	\$ 39.470.000	\$ 37.977.000	\$ 1.493.000	4%

Muebles y Enseres	\$ 6.708.000	\$ 6.021.000	\$ 687.000	11%
Otras propiedades planta y equipo	\$ 23.733.000	\$ 23.954.000	-\$ 221.000	-1%
TOTALES	\$ 1.902.052.000	\$ 1.686.676.000	\$ 215.376.000	13%
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 403.943.000	\$ 336.708.000	\$ 67.235.000	2%
VALOR LIBROS PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	\$ 1.498.109.000	\$ 1.349.968.000	\$ 148.141.000	13%

Fuente SUI

Los pasivos de la compañía suman \$1.185.750 millones, correspondiente al 63% del activo indicador que muestra que la Electrificadora de Santander se apalanca en mayor proporción en sus terceros que con recursos propios, siendo los más importantes las obligaciones financieras que ascienden a \$649.764 millones seguidas por las provisiones \$225.138 millones y en tercer lugar las otras cuentas por pagar \$142.344, estos tres rubros equivalen al del total pasivo.

Sus principales acreedores financieros son Banco de Bogotá, BBVA y Banco Popular, según las notas a los estados financieros la mayor variación de obligaciones financieras corresponde a los nuevos créditos establecidos con el Banco Popular cuya destinación está relacionada con el financiamiento del plan de inversiones; el pasivo financiero está dividido en 15% deuda a corto plazo y 85% deuda a largo plazo

Con relación a las provisiones las de mayor cuantía corresponden a beneficios a empleados \$209.846 millones, en los cuales se incluyen el valor del cálculo actuarial para pensiones y beneficios de empleados a corto y largo plazo.

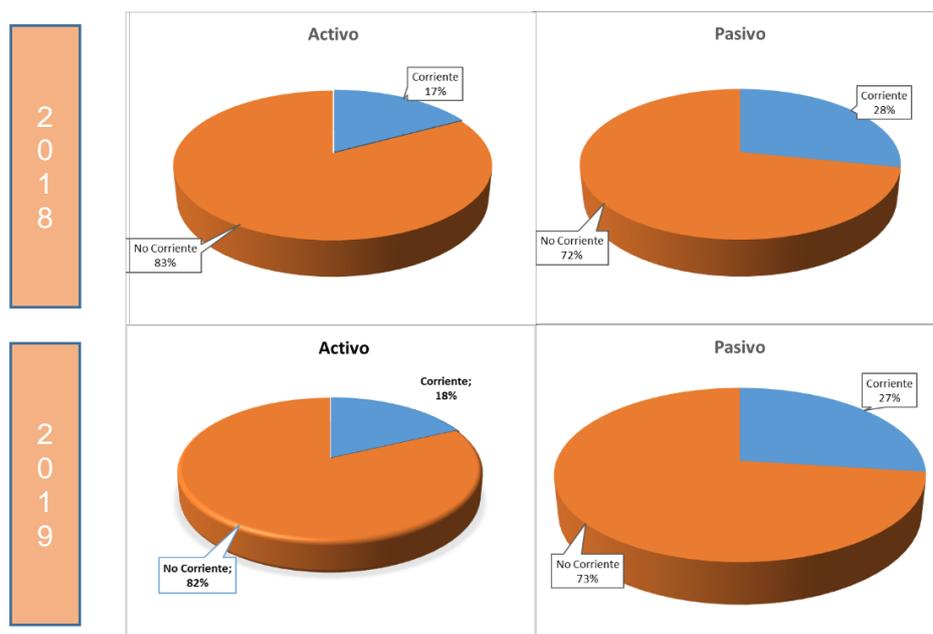
De las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar es la adquisición de bienes y servicios el pasivo más representativo de este rubro con \$97.235 millones

(...) La adquisición de bienes y servicios, corresponde a la operación comercial por compra de energía, costos e inversiones asociadas a las transacciones de energía y facturas de contratistas pendientes de pago según fecha de vencimiento, la cual presenta un incremento de \$43,176 por mayor causación en el mes de diciembre.

El término para el pago a proveedores es generalmente 30 días calendario contados a partir de la fecha de radicación de la factura o documento equivalente.

En relación al capital de trabajo este asciende a \$23.813 millones de pesos (calculado metodología CREG), si bien la porción corriente del activo es proporcionalmente inferior a la del pasivo como lo muestra la (gráfica 02), los recursos propios corrientes superan el endeudamiento a corto plazo que tiene la compañía en la vigencia 2019, lo que produce un capital de trabajo positivo

Gráfica 2. Porcentaje de largo y corto plazo, activos y pasivos vigencia 2019



Fuente SUI

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa se posiciona en \$ 694.817 millones, la Gráfica 3 muestra cómo se encuentra distribuido, donde el rubro de ganancias acumuladas mantiene la mayor porción del apalancamiento con socios, con el 68%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores, la pérdida del ejercicio y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF, las reservas legales de la compañía suman \$85.207 millones y el capital emitido de los socios a \$137.064 millones de pesos

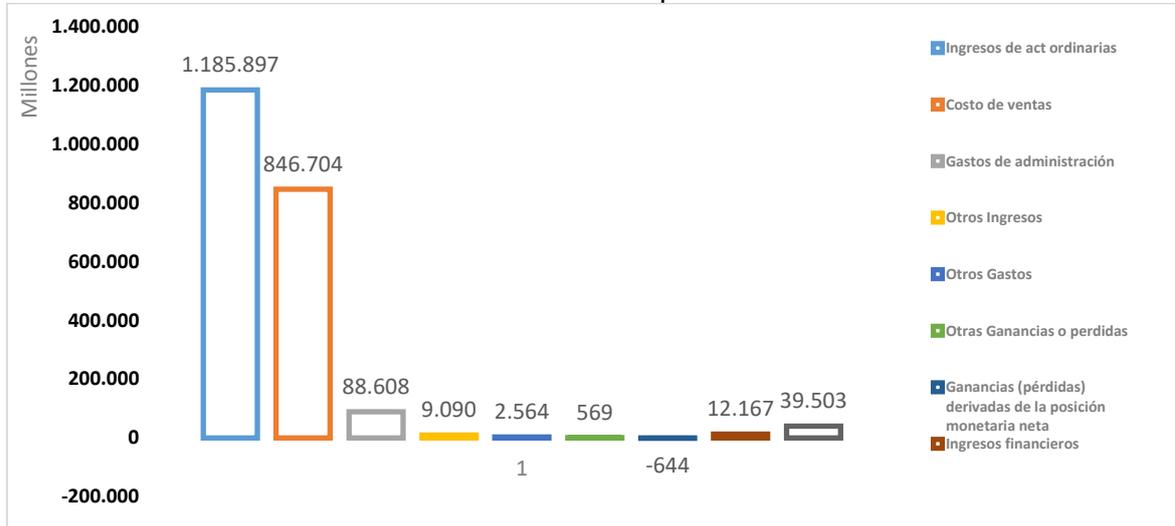
Gráfica 3. Rubros del patrimonio 2019 - 2018
(Cifras en millones de pesos)



2.2.2. Estado de Resultados Integrales

Gráfica 4. Rubros del Estado de resultados 2019

Cifras en miles de pesos

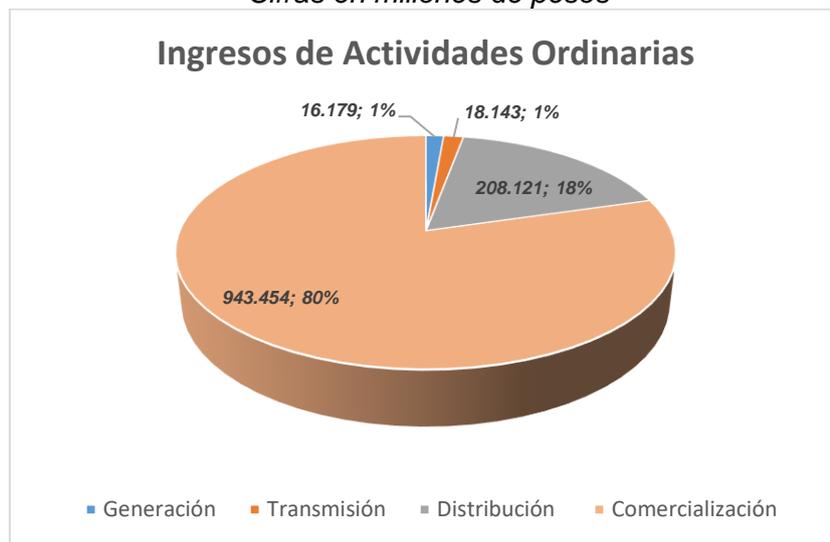


Fuente SUI

La empresa presta las actividades de Generación, Transmisión, distribución y comercialización en el sistema interconectado nacional (SIN), de la prestación de estas actividades obtuvo para la vigencia 2019 ingresos por \$1.185.897 millones distribuidos como lo muestra la Gráfica 5.

Gráfica 5. Ingresos por actividades 2019

Cifras en millones de pesos



Fuente SUI

Los costos más representativos corresponden a costos para la prestación del servicio de energía en los cuales se incluye compras de energía con contrato bilateral \$374.917 millones, de las compras de energía en bolsa \$95.225 millones, uso de líneas redes y ductos \$118.684 millones, los beneficios a empleados, la depreciación y las órdenes y

contratos por otros servicios son los costos que generan mayores cargos a la estructura de costos y gastos de la compañía.

Tabla 7. Costos y gastos 2019
(Cifras en pesos)

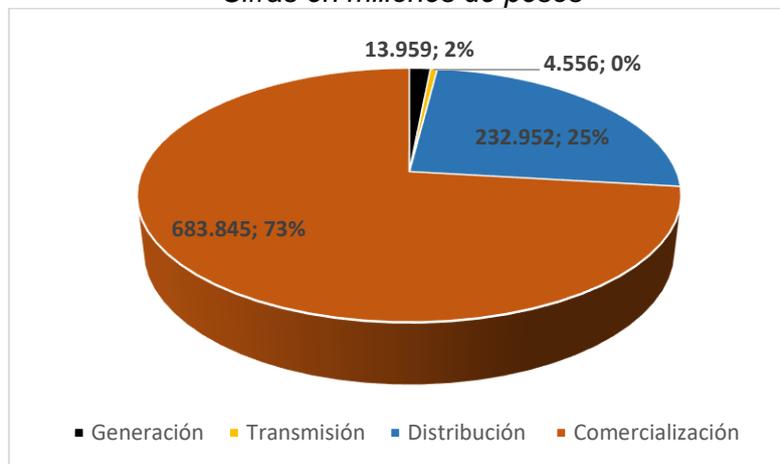
Gastos Operativos y Administrativos	Valor	%
Beneficios a empleados	99.891.911.000	9%
Honorarios	8.005.089.000	1%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	24.271.451.000	2%
Generales	13.569.851.000	1%
Deterioro	9.265.085.000	1%
Depreciación	66.794.047.000	6%
Amortización	4.117.138.000	0%
Litigios y demandas	3.846.642.000	0%
Total, gastos de provisiones	3.846.642.000	0%
Arrendamientos	331.654.000	0%
Comisiones	56.133.000	0%
Ajuste por diferencia en cambio	643.756.000	0%
Financieros	5.539.439.000	1%
Gastos diversos	36.472.010.000	3%
Total, otros gastos	42.711.338.000	4%
Impuesto a las ganancias corrientes	70.113.784.000	7%
Impuesto a las ganancias diferido	11.045.511.000	1%
Compras en bloque y/o a largo plazo	374.917.110.000	35%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	95.225.361.000	9%
Gastos de conexión	111.724.000	0%
Uso de Líneas, redes y ductos	118.684.074.000	11%
Manejo comercial y financiero del servicio	2.168.027.000	0%
Gastos asociados a las transacciones en el mercado mayorista	144.660.000	0%
Total, de bienes y servicios públicos para la venta	591.250.956.000	56%
Medio Ambiente – Ley 99 de 1993	415.320.000	0%
Comité De Estratificación –Ley 505 De 1999	137.799.000	0%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	52.805.424.000	5%
peajes terrestres	100.090.000	0%
Servicios públicos	1.739.726.000	0%
Materiales y otros gastos de operación	7.536.974.000	1%
Seguros	4.459.569.000	0%
Órdenes y contratos por otros servicios	46.773.688.000	4%
Total, gastos operativos administrativos	1.059.183.047.000	100%

Fuente SUI

En cuanto a los gastos tanto operativos como administrativos la compañía, muestra que la actividad que concentra el mayor porcentaje de recursos es la comercialización con el 73%, seguido por la actividad de distribución con 25%, dejando porcentajes del 2% a generación y una fracción inferior al 1 % a la actividad de transmisión, de la actividad de comercialización el costo más representativo es la compra de energía a largo y corto plazo, en distribución su principales costos y gastos se encuentran asociados a

depreciación, beneficios a empleados y ordenes de mantenimiento, la Gráfica 6 muestra como está distribuida la carga de costos según la actividad prestada

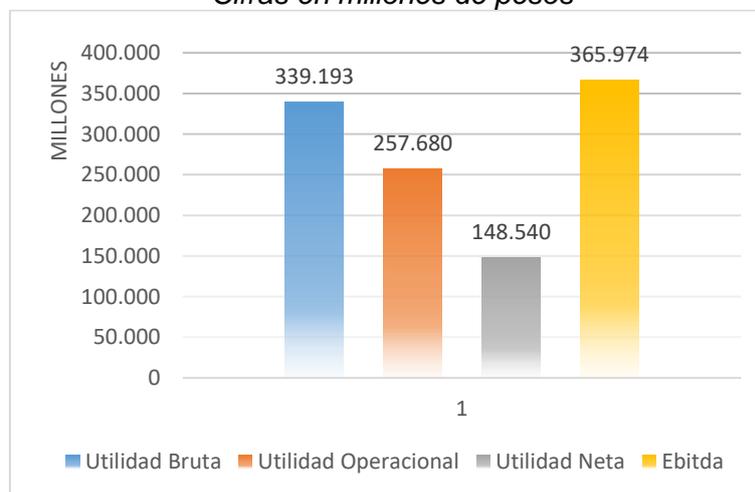
*Gráfica 6. Costos y Gastos por actividades 2019
Cifras en millones de pesos*



Fuente SUI

Para la vigencia 2019 la empresa produce resultados positivos (Gráfica 7), por el orden de \$148.540 millones, verificando otro tipo de resultados, las utilidades operacionales registran utilidades de \$ 257.680, adicional el valor calculado por ebitda según la metodología CREG, asciende a \$365.974 millones.

*Gráfica 7. Utilidades del ejercicio 2019
Cifras en millones de pesos*



Fuente SUI

Con la información cargada en el formato 900017d – Gastos de servicios públicos - Energía y el formato 900019 – Complementario de ingresos, formatos de la taxonomía XBRL 2019, se realiza un cálculo de la situación de los resultados de cada una de las actividades en cuanto a: utilidad bruta (Ingresos de actividades ordinarias menos Costos operativos) y utilidad operacional (utilidad bruta menos Gastos administrativos) mostrando los siguiente:

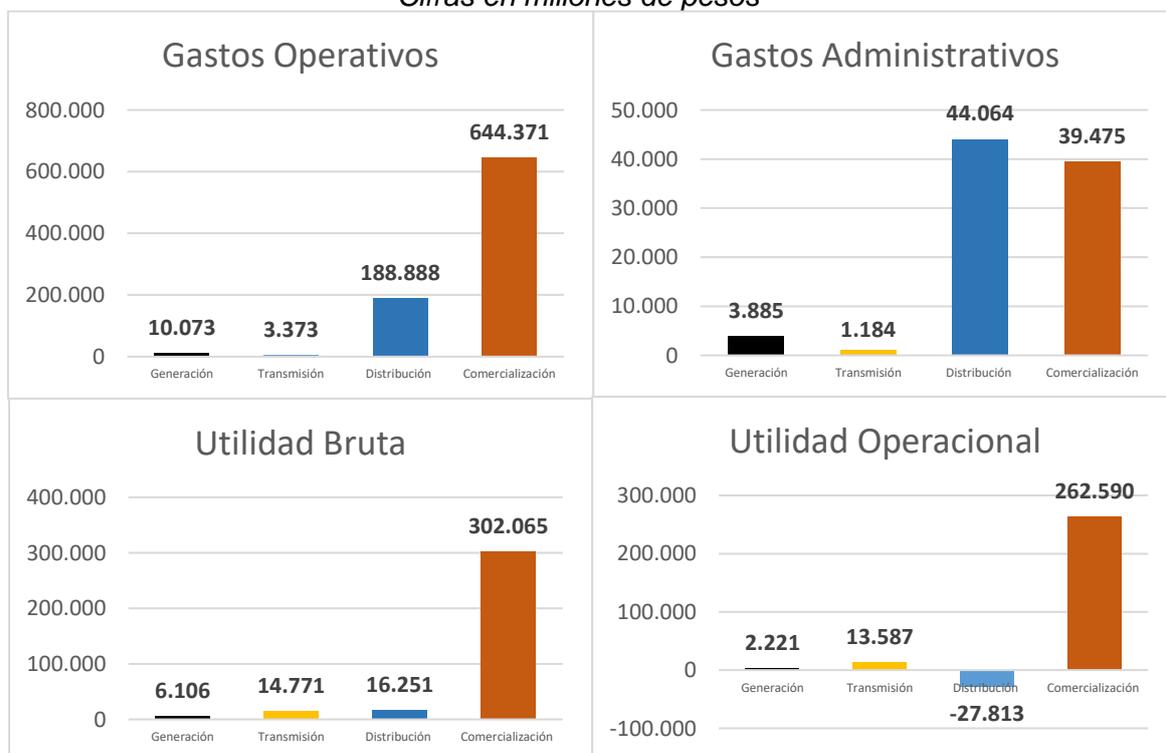
La actividad de comercialización es la que genera mayores utilidades; \$ 302.065 millones utilidad bruta y \$262.590 millones utilidad operacional, estos resultados están acorde con los análisis efectuados por el grupo de tarifas donde se verifica que la gestión de compra de energía es eficiente en la compañía así:

(...) la variable Pc durante todo el periodo de análisis se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes, esto generará una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . Lo anterior, teniendo en cuenta que, del total de las compras de energía en contratos, aproximadamente el 74,47 % se reconoce al valor del PC y el 25,53% al valor del Mc (Fuente SSPD análisis de tarifas)

La actividad de distribución genera una utilidad bruta de \$16.251 millones y una pérdida operacional de \$27.813 millones, este comportamiento fue evaluado en conjunto con Electrificadora de Santander, según explicaciones, esta situación obedece a que cuando se consolida la información de cargue por unidad de negocio en los formatos financieros de la Superintendencia, es necesario realizar una serie de eliminaciones entre actividades, es así como al negocio de distribución se le restan entre otros, ingresos pertenecientes al cobro de uso de líneas y redes del valor que genera el negocio de comercialización interno, estos ingresos son descontados en la actividad de comercialización como un costo.

La actividad de transmisión evidencia una utilidad bruta de \$14.771 millones y una utilidad operacional de \$13.587 millones, en cuanto a la actividad de generación los resultados son \$6.106 millones utilidad bruta y \$2.221 millones utilidad operacional.

*Gráfica 8. Resultados del ejercicio por actividades 2019
Cifras en millones de pesos*



2.2.2. Estado de flujos de efectivo

Tabla 8. Flujo de caja de efectivo

Conceptos	Valor
Ganancia (pérdida)	148.540.284.000
Total, ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	207.732.648.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	356.272.932.000
Intereses pagados	44.229.972.000
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	70.620.611.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	241.422.349.000
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	627.866.000
Compras de propiedades, planta y equipo	206.829.619.000
Compras de activos intangibles	1.181.675.000
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo	75.044.047.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-132.339.381.000
Importes procedentes de préstamos	94.000.000.000
Reembolsos de préstamos	61.400.000.000
Pagos de pasivos por arrendamientos NIIF 16	2.615.750.000
Dividendos pagados	133.597.746.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	-1.080.496.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-104.693.992.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	4.388.976.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	4.388.976.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	129.197.657.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	133.586.633.000

Fuente SUI

La empresa aumentó su efectivo con relación a la vigencia anterior en \$4.388 millones como producto de equilibrio en la utilización de sus ganancias con desembolsos de actividades de operación y participaciones de flujos de efectivo de inversión y financiamiento

2.2.3. Situación emergencia económica 2020

Mediante la Resolución SSPD No. 20201000009825 modificada por la Resolución SSPD No. 20201000010215, se habilitó un esquema de reporte temporal de información financiera y operativa para los Prestadores durante el periodo de las emergencias sanitaria, económica, social y ecológica declaradas por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 417 de 2020.

Lo anterior, le ha permitido a esta SSPD, efectuar un seguimiento diario al flujo de caja de los prestadores a nivel empresarial.

Es así, como basados en la información recibida por parte de los Prestadores, se elaboró un modelo de riesgo, que evalúa por medio de Scoring los indicadores que se calculan con dicha información y permiten calificar a la ESP en los riesgos bajo, medio bajo, medio alto y alto.

Hasta la fecha, se han elaborado 30 informes de seguimiento al flujo de caja diario, en los cuales, ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP solo tuvo un día (6 de abril) con un puntaje superior al 50%, tal y como lo muestra el siguiente top de puntaje de riesgo:

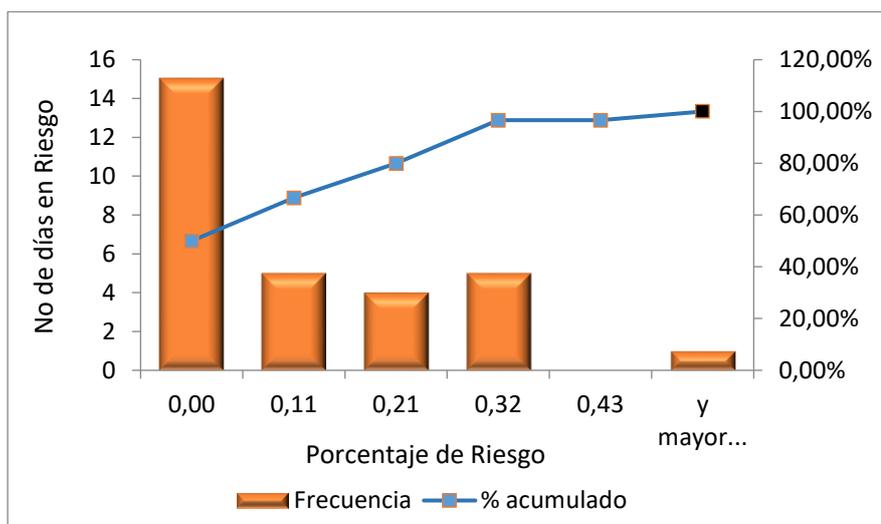
Gráfica 9 Resultados Riesgo emergencia económica 2020

ACTIVIDAD	06-abr	08-abr	13-abr	15-abr	20-abr	28-abr	30-abr	13-may	19-may	26-may	28-may	31-may	08-jun	12-jun	19-jun	Días en Riesgo
	ESSA GTCD	53%	12%	12%	12%	23%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
24-jun		30-jun	07-jul	16-jul	24-jul	31-jul	06-ago	14-ago	21-ago	31-ago	07-sep	14-sep	18-sep	30-sep	09-oct	
0%		0%	30%	30%	30%	0%	25%	10%	0%	0%	10%	10%	10%	0%	10%	



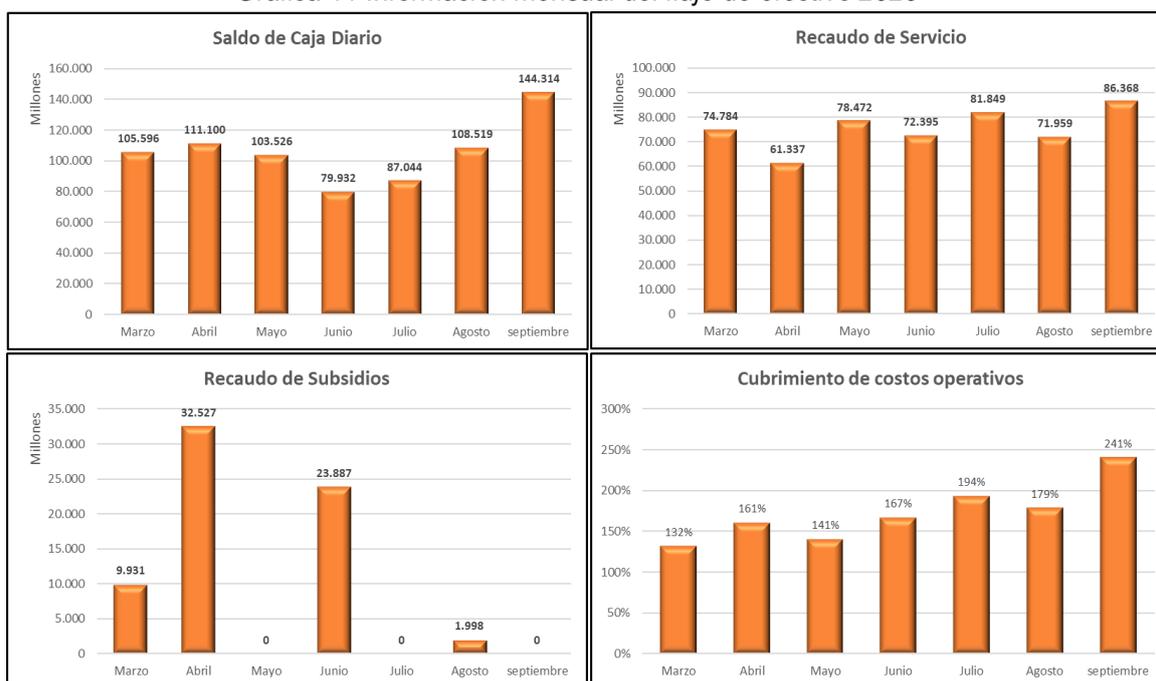
Como se puede observar, de un total de 30 informes, ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP presenta riesgo medio alto para 1 día, riesgo medio bajo en 4 días, dejando los 25 días restantes de calificación con riesgo bajo, evidenciando buen comportamiento en el efectivo disponible durante la emergencia económica.

Gráfica 10. Comportamiento del riesgo emergencia económica 2020



El anterior histograma, refleja el porcentaje y días en riesgo que ha tenido ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, donde muestra que para la mayor parte de los días han estado ubicados en el rango de Scoring de 0% a 32% de puntaje de riesgo de liquidez.

Gráfica 11 Información mensual del flujo de efectivo 2020



Fuente SUI

En las gráficas anteriores, se refleja el comportamiento de la compañía para los periodos de la emergencia económica y sanitaria ocasionada por la pandemia Covid 19

En la gráfica superior izquierda se muestra que la caja ha mantenido un saldo por encima de los \$ 105.718 millones de pesos en promedio, donde su pico más alto es el mes de septiembre con \$144.314 millones, la gráfica superior derecha evidencia como ha sido el recaudo de la facturación donde se refleja que los meses más críticos fueron

abril, junio y agosto, para el mes de septiembre muestra indicios de recuperación, la gráfica inferior izquierda evidencia que se han recibido subsidios en los meses de marzo, abril, junio y agosto, en la gráfica inferior derecha se detalla que la empresa durante la emergencia económica no tuvo complicaciones en el cubrimiento de los costos operativos promedio que necesita la prestadora para el desarrollo de su operación.

3. 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; 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 publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2019, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2019.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2019 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 9. Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG

Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2019 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	30,35%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	9,26	21,01	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	73,68	46,35	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	61,36	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,96	1,93	No cumple

Indicadores de Gestión - Referentes 2019 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	30,35%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	9,26	17,56	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	73,68	59,21	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	61,36	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,96	1,80	No cumple

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Con relación a los resultados para el prestador ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, se evidencia que la compañía no cumple con los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, tanto en la medición efectuada taxativamente

con la resolución como en la nueva medición bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada.

3.1. Gestión de Riesgos

3.1.1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP

Para el desarrollo de la evaluación Integral, se requirió a la empresa aportar información correspondiente al plan de gestión de riesgo de desastres que adelanta frente al cumplimiento del Decreto 2157 de 2017 del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República - DAPRE, y la resolución CREG 080 de 2019. La empresa aportó información sobre este requerimiento, la cual fue revisada y confirmada durante unas reuniones virtuales realizadas el 5 y 6 de octubre de 2020. La evaluación integral analizó el cumplimiento de los requisitos del plan de gestión del riesgo de desastres aplicables a los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en los que la empresa desarrolla actividades.

3.1.2. Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo de Desastres

La empresa ESSA aportó copia del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres en Entidades Público-Privadas - PGRDEPP y documentos que lo integran, el cual está implementado por la compañía atendiendo a los requisitos establecidos por el decreto 2157 de 2017 del DAPRE, cumpliendo con los requisitos mínimos de alcance, objetivos, contexto, criterios, valoración y monitoreo del riesgo, metodologías de intervención, manejo de emergencias, y demás requisitos.

Cabe resaltar que con la existencia e implementación del PGRDEPP de la ESSA, se atiende el cumplimiento de los requisitos de la resolución CREG 080 de 2019, en cuanto al deber de gestionar los riesgos y desarrollar sus actividades con diligencia y seguridad. El PGRDEPP de la ESSA, presenta evidencia de estar armonizado con los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en los que la empresa participa en la prestación del servicio público.

3.1.3. Política de Gestión del Riesgo de Desastres

La ESSA, presenta evidencia de la integración de una política de gestión del riesgo de desastres en su macro política de gestión del riesgo organizacional, la cual está armonizada con algunos de los siguientes aspectos: Seguridad y Salud en el Trabajo Ambiental y Riesgo de Desastres.

3.1.4. Objetivo

Se evidencia la existencia del objetivo del plan, conforme a lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017.

3.1.5. Alcance

Se evidencia la existencia y definición de un alcance en el plan, de acuerdo con lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017, se debe indicar el alcance del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP.

3.1.6. Revisión y Ajuste del Plan

Conforme a lo indicado en el artículo 2.3.1.5.2.8.1. del Decreto 2157 de 2017, con base a los resultados del monitoreo y seguimiento del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas. PGRDEPP, debe ser revisado y ajustado anualmente, y/o cuando el sector o la entidad lo considere necesario y/o cuando los resultados de los ejercicios propios de modelación evidencien la necesidad de acciones de mejoramiento del Plan. En cualquier caso, se debe mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres.

4. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

ESSA, es una empresa que participa en todas las partes de la cadena de la prestación del servicio de energía eléctrica y además se constituye como una de las empresas más antiguas del país. A partir del año 2009, ESSA pasa a ser parte de la casa matriz Empresas Públicas de Medellín - EPM, mediante la venta de sus acciones por parte del Estado.

Por consiguiente, en este capítulo se presenta la información en referencia a la empresa en cuanto a los aspectos técnicos y operativos que se planean, ejecutan y evalúan por parte de ESSA. En este sentido, el análisis de la información se realizará en función de cada uno de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

4.1. Generación

ESSA opera dos plantas de generación hidroeléctrica denominadas Palmas y La Cascada con 18 MW y 3,23 MW de capacidad efectiva neta, respectivamente. Para la vigencia de 2019, la operación de las plantas de generación de energía de ESSA, se vio enmarcada dentro de la representación comercial por parte de EPM de las unidades de generación de las pequeñas centrales de ESSA.

4.1.1. Descripción de la infraestructura

En cuanto a la configuración y características principales de cada una de las plantas de generación de ESSA, a continuación, se presentará la información de acuerdo con las condiciones de sus equipos en cuanto a la parte electromecánica como en las obras civiles.

- **Palmas**

Es la planta de generación con mayor capacidad instalada de ESSA y está localizada en el municipio de Girón en el departamento de Santander a 10 kilómetros de Bucaramanga.

La central fue construida en dos etapas, la primera inició operación comercial en 1956 con dos (2) unidades de generación de 4,5 MW cada una. La segunda etapa inició operación comercial en 1960 con otras dos (2) unidades de las mismas características de la primera etapa.

La planta de energía consiste en una central a filo de agua, es decir no tiene un embalse asociado y depende del caudal del río Lebrija, del cual toma el agua para generar. Sin embargo, la calidad del agua ha sido una de las razones por la cual el mantenimiento en los equipos ha aumentado pues la captación del río Lebrija tiene un alto nivel de contaminación.

A continuación, se evidencia un registro fotográfico que describe la planta operacional de Palmas, mostrando las máquinas eléctricas que la componen y las obras civiles asociadas a la misma.

Gráfica 12. Casa de máquinas Palmas



Fuente: ESSA

Gráfica 13. Obras civiles Palmas



Fuente: ESSA

Gráfica 14. Tuberías de conducción Palmas



Fuente: ESSA

- **La cascada**

Es la planta de generación con menor capacidad instalada de ESSA y está localizada en el municipio de San Gil en el departamento de Santander a 96 kilómetros de Bucaramanga.

La central fue construida en tres etapas, la primera inició operación comercial en 1939 con una (1) unidad de generación. La segunda etapa inició operación comercial en 1956 con otra unidad (1) unidad y finalmente la tercera etapa con dos unidades (2) de la mayor capacidad efectiva neta instalada en esta planta de generación en el año 1960, para tener un total de 3,27 MW.

La planta de energía consiste en una central a filo de agua, es decir no tiene un embalse asociado y depende del caudal del río Fonce, del cual toma el agua para generar. Esta planta cuenta con un tanque de carga de 45 m de longitud y 2 compartimientos, que desde el punto de vista estructural y de estabilidad de la obra, se encuentra en buen estado.

A continuación, se evidencia un registro fotográfico que describe la planta operacional de La Cascada, mostrando las máquinas eléctricas que la componen y las obras civiles asociadas a la misma.

Gráfica 15. Casa de máquinas La Cascada



Fuente: ESSA

Gráfica 16. Canal de conducción La Cascada



Fuente: ESSA

Gráfica 17. Tanque de carga La Cascada



Fuente: ESSA

4.1.2. Energía generada y disponibilidad de las plantas

Para el año 2019 se generaron 81,53 GWh con las dos centrales hidroeléctricas descritas en el numeral anterior. En la Tabla 10. 9 se evidencia el comportamiento para cada uno de los meses del año y adicionalmente se compara con la cantidad de energía presupuestada a generar por ESSA.

Tabla 10. Energía generada para el año 2019

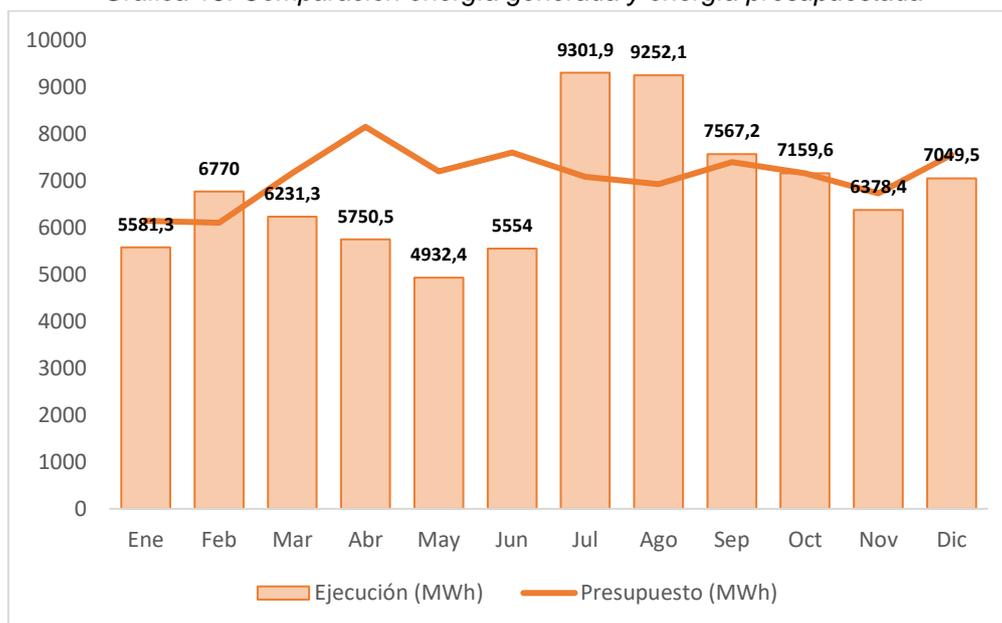
Unidades generadas	Presupuesto (MWh)	Ejecución (MWh)
Ene	6144,6	5581,3
Feb	6103,6	6770

Mar	7164,3	6231,3
Abr	8149,7	5750,5
May	7197,3	4932,4
Jun	7601,5	5554
Jul	7086,3	9301,9
Ago	6929,2	9252,1
Sep	7397	7567,2
Oct	7156,3	7159,6
Nov	6731,1	6378,4
Dic	7555,2	7049,5
TOTAL AÑO (GWh)	85,22	81,53

Fuente: ESSA. Elaboración propia

Respecto a lo anterior, se presentó una diferencia entre lo presupuestado a generar por ESSA y en lo realmente generado de 3,69 GWh, correspondiente a un 4,33% del total del año presupuestado. Por otra parte, el promedio de energía generada para los 12 meses del año 2019 fue de 6794 MWh y los meses en que se generó la mayor cantidad de energía fueron julio y agosto con aproximadamente 9000 MWh.

Gráfica 18. Comparación energía generada y energía presupuestada



Fuente: ESSA. Elaboración propia

De la gráfica anterior es posible determinar que, de los 12 meses, 7 presentaron generación de energía menor a la presupuestada por ESSA. Los valores más bajos de energía generada para el año 2019 se presentaron en la primera mitad del año por un comportamiento típico con presencia de dos temporadas secas al comienzo y al final del año que produjeron tendencia al alza sobre los precios de bolsa durante estos meses, favoreciendo la colocación de energía en bolsa por parte de las centrales de generación e incrementando igualmente costos asociados a la operación comercial debido al mismo efecto.

Las unidades vendidas por parte del generador ESSA alcanzaron un cumplimiento del 95,67% sobre la meta proyectada, realizando la colocación de estas unidades en un 83% a través de contratos y un 17% en ventas en bolsa.

Ahora bien, en cuanto a la disponibilidad de las plantas hidráulicas ponderada, se tiene la información presentada en la Tabla 11, de igual manera que para la energía generada se desagrega en presupuesto y ejecución.

El promedio de disponibilidad para el año 2019 que ESSA presupuestó corresponde al 68,89%, mientras que la disponibilidad real ejecutada corresponde al 53,15%. De acuerdo con esta información se puede evidenciar una disminución del 15,74% a la meta en cuanto a disponibilidad de las plantas de generación se refiere.

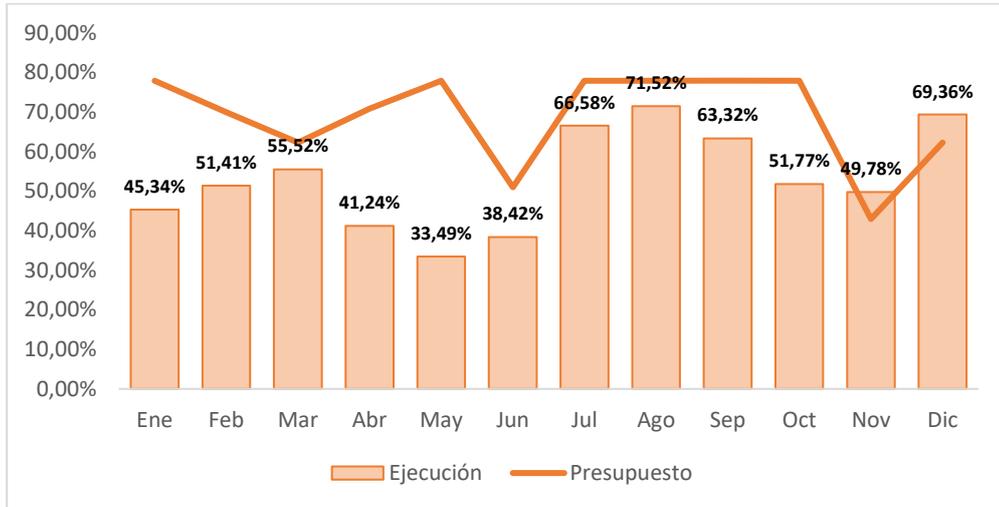
Tabla 11. Disponibilidad plantas hidráulicas para el año 2019

Disponibilidad	Presupuesto	Ejecución
Ene	77,91%	45,34%
Feb	69,93%	51,41%
Mar	62,29%	55,52%
Abr	70,82%	41,24%
May	77,91%	33,49%
Jun	50,94%	38,42%
Jul	77,91%	66,58%
Ago	77,91%	71,52%
Sep	77,91%	63,32%
Oct	77,91%	51,77%
Nov	42,96%	49,78%
Dic	62,29%	69,36%
PROMEDIO DISP. AÑO	68,89%	53,15%

Fuente: ESSA. Elaboración propia

En cuanto al indicador de disponibilidad, se dio un cumplimiento al 77% básicamente por eventos presentados en las unidades de generación de la central Palmas y asociados a obstrucciones presentadas en el sistema de conducción, por condiciones existentes en el río Lebrija y a daños en elementos rotativos de las turbinas como consecuencia de la calidad del agua utilizada dentro del proceso. Al respecto se destaca, la aprobación dada por la junta directiva de ESSA al proyecto de "Reposición PCH Palmas" con el cual se proyecta realizar la reposición y modernización de la central con el propósito de aumentar su factor de planta del 35% al 75%.

Gráfica 19. Comparación disponibilidad real y disponibilidad presupuestada

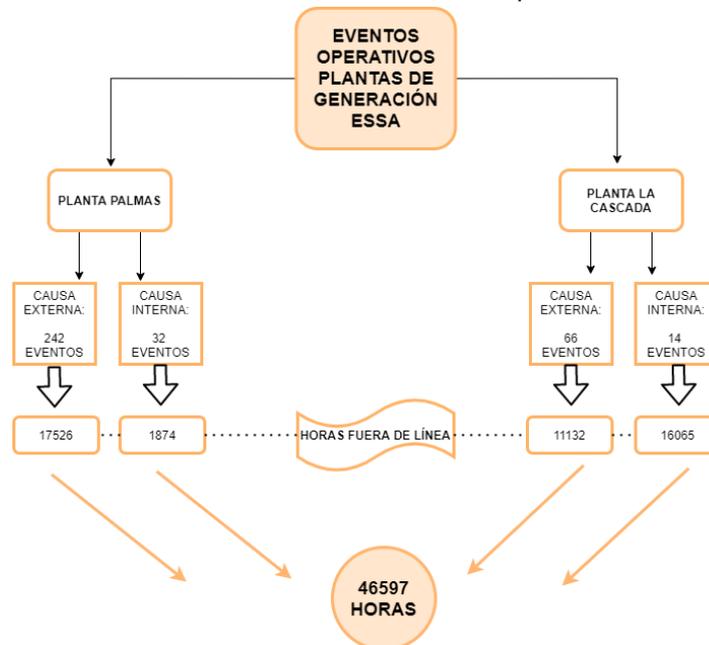


Fuente: ESSA. Elaboración propia

4.1.3. Información de eventos operativos

En referencia a los eventos presentados en las plantas de generación que opera ESSA, se determinó que para el año 2019 se presentaron un total de 354 eventos por causas internas y externas. Adicionalmente, las unidades de generación estuvieron 46597 horas fuera de línea ocasionadas por estos eventos. En el siguiente diagrama se muestra la cuantificación por cada una de las plantas en cuanto a eventos y horas fuera de línea para el año 2019.

Gráfica 20. Cuantificación de eventos operativos



Fuente: ESSA. Elaboración propia

Respecto a lo anterior, ESSA refirió la descripción de los eventos que ocasionó la indisponibilidad de los activos y en consecuencia las horas fuera de línea para cada una

de las plantas de generación en el año 2019. A continuación se precisan las justificaciones de forma general para cada una de ellas:

- **Palmas:**

El 52% de las horas fuera de línea correspondieron a problemas de fugas por pérdida de sello en los ejes de las turbinas de las unidades de generación, por condición asociada a la calidad del agua del río Lebrija que se turbinan en la central Palmas. Esta condición y sus efectos se prevén minimizar dentro del proyecto de reposición y modernización de la central Palmas, mediante la implementación de técnicas de recubrimiento cerámico.

El 27% de las horas fuera de línea correspondieron a mantenimientos mayores programados en las unidades de generación 1 y 4 de la central Palmas.

El 8% de las horas fuera de línea correspondieron a indisponibilidad de la central Palmas asociado a bajo recurso hídrico, principalmente a la condición seca del primer trimestre del año. (Externa excluyente)

- **La Cascada:**

El 59% de las horas fuera de línea correspondieron a bajo recurso hídrico.

El 23% de las horas fuera de línea correspondieron a indisponibilidad de la unidad No.1, por priorización de recursos para la atención de mantenimientos programados en la central Palmas. (Capacidad instalada unidad 1: 0,2 MW).

El 16% de las horas fuera de línea correspondieron a la culminación de los trabajos de reconstrucción de la estructura de protección de la casa máquinas y de la vía de acceso, afectada por la ola invernal del 2018.

4.2. Transmisión regional y nacional

La ESSA opera múltiples activos a nivel de tensión de 115 kV y 230 kV para la interconexión en el SIN mediante el Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Transmisión Nacional – STN, respectivamente. A continuación, se abordarán los temas referentes a la caracterización general de la infraestructura que opera ESSA en el STR y STN, además de cada uno de los procesos asociados a la gestión de activos en su sistema y la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

4.2.1. Descripción de la infraestructura

- **Subestaciones:**

La ESSA opera 4 subestaciones en el STN (subestaciones resaltadas) y 14 subestaciones en el STR. De estas 18 Subestaciones es necesario indicar que cuentan con una capacidad instalada total de aproximadamente 2114,3 MVA. Por otra parte, la subestación más antigua que opera ESSA es Palenque con fecha de puesta en servicio en el año 1970 y la subestación más reciente es Condor que fue puesta en servicio en el año 2018. Además, en el año 2019 entraron en operación comercial las etapas del

proyecto Reconfiguración Subestación Barranca 230 kV. La información para cada subestación se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 12. Descripción subestaciones STN y STR operadas por ESSA

Ítem	Subestación	Niveles de tensión (kV)	Capacidad instalada (MVA)	Fecha de Puesta en Servicio
1	Piedecuesta	230.0 / 115.0	190	2011
2	Palos	230.0 / 115.0 / 34.5 / 13.8 kV	242,5	1990
3	Palenque	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	143,7	1970
4	Real de Minas	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	145	1990
5	Florida	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	92,5	1995
6	Bucaramanga	230.0 / 115.0 / 34.5 kV	348	1974
7	San Silvestre	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	94,5	1973
8	Lizama	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	43,3	1978
9	Sabana	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	32,5	1989
10	San Alberto	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	52,5	1994
11	Puerto Wilches	115 / 34.5 kV	40	2013
12	Barranca	230.0 / 115.0 / 34.5 / 13.8 kV	390	1978
13	Buenavista	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	52,5	2011
14	Barbosa	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	53,3	1978
15	San Gil	115.0 / 34.5 / 13.8 / 6.3 kV	94	1972
16	Cimitarra	115.0 / 34.5 / 13.8 kV	25	1985
17	Isla VI	115 / 34.5 kV	25	2017
18	Condor	115 / 34.5 kV	50	2018

Fuente: ESSA. Elaboración propia

• **Líneas:**

En cuanto a líneas de transmisión de energía eléctrica operadas por ESSA que forman parte del STR y STN, se tiene que son 26 y corresponden mayoritariamente al nivel de 115 kV, es decir al STR. Lo anterior, es proporcional al número de subestaciones en este nivel de tensión.

Ahora bien, en cuanto a la propiedad de estos activos eléctricos, es necesario indicar que algunas líneas son de multipropiedad con otros agentes o son de total propiedad de otros agentes, correspondientes a ISA en el STN y EBSA en el STR.

Respecto a los datos estructurales del STR y STN operado por ESSA, se tiene un total de 860,69 km de líneas de transmisión y estas cuentan con un total de 2.425 apoyos o estructuras para su funcionamiento técnico y operacional.

Tabla 13. Descripción líneas del STN y STR operadas por ESSA

Ítem	Líneas de transmisión	Nivel de tensión (kV)	Longitud (km)	Estructuras
1	BUCARAMANGA - PALOS	230	23,52	49
2	PALOS - GUATIGUARA	230	30,36	64
3	GUATIGUARA - BUCARAMANGA	230	11,43	31
4	BUCARAMANGA - SOGAMOSO	230	44,65	95
5	SOGAMOSO - TERMOBARRANCA	230	52,54	118
6	GUATIGUARA - COMUNEROS	230	92,18	196
7	COROZO - SAN MATEO	230	3,11	0
8	PALOS - PALENQUE	115	10,69	44
9	PALOS - BOSCONIA - FLORIDA	115	18,18	44
10	LIZAMA-BUENAVISTA	115	36,54	93
11	PALENQUE - LIZAMA	115	45,64	104
12	PIEDRECUESTA - SAN GIL	115	60,60	178
13	BUCARAMANGA- FLORIDA- PDCTA	115	12,20	51
14	SAN SILVESTRE - PALENQUE	115	79,93	192
15	TERMOBARRANCA - SAN SILVESTRE	115	8,60	28
16	TERMOBARRANCA PUERTO WILCHES	115	37,76	116
17	WILCHES-ISLA VI	115	10,64	31
18	BARBOSA - CIMITARRA	115	61,36	148
19	BARBOSA - CHIQUINQUIRA	115	43,11	149
20	PAIPA - BARBOSA	115	65,24	244
21	MINAS - BUCARAMANGA - FLORIDA	115	8,72	29
22	PALENQUE - REAL DE MINAS	115	5,12	15
23	BARRANCA-BUENAVISTA	115	12,14	36
24	BARRANCA-CONDOR	115	8,59	27
25	LIZAMA - SABANA	115	33,15	146
26	SABANA - SAN ALBERTO	115	44,68	187
Total km y número de apoyos			860,69	2415

Fuente: ESSA. Elaboración propia

• Transformadores de potencia:

En el STR y STN operado por ESSA, se tienen 36 transformadores de potencia, desagregados de acuerdo con su relación de transformación de 230/115 kV o 115/34,5 kV, como se muestra en la Tabla 14 Adicionalmente, se evidencia la capacidad total instalada en MVA para cada transformador y de manera agregada para todos los transformadores que opera ESSA.

Tabla 14. Descripción Transformadores operados por ESSA en el STR y STN

Ítem	Subestación	Trafos 230 / 115 kV	Trafos 115 / 34.5 kV	Capacidad total Instalada MVA	NIVELES DE TENSIÓN
1	BUCARAMANGA	2	1	340	230.0 / 115.0 / 34.5 kV
2	REAL DE MINAS	0	3	145	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
3	CONDOR	0	1	50	115.0 / 34.5 kV
4	ISLA VI	0	1	25	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
5	PALOS	1	2	242,5	230.0 / 115.0 / 34.5 / 13.8 kV
6	PALENQUE	0	3	143,7	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
7	PIEDECUESTA	1	1	190	230.0 / 115.0 / 34.5 / 13.8 kV
8	FLORIDA	0	2	92,5	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
9	PUERTO WILCHES	0	1	40	115 / 34.5 kV / 13.8 kV
10	SAN ALBERTO	0	1	52,5	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
11	SABANA	0	1	32,5	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
12	BUENAVISTA	0	1	52,5	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
13	LIZAMA	0	1	43,3	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
14	SAN SILVESTRE	0	2	94,5	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
15	BARRANCA	4	3	480	230.0 / 115.0 / 34.5 / 13.8 kV
16	CIMITARRA	0	1	25	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
17	SAN GIL	0	2	91	115.0 / 34.5 / 13.8 / 6.3 kV
18	BARBOSA	0	1	53,3	115.0 / 34.5 / 13.8 kV
	TOTAL	8	28	2193,3	

Fuente: ESSA. Elaboración propia

4.2.2. Operación

Todo lo referente a la Operación del Sistema Eléctrico de Potencia (STN, STR y SDL) de ESSA se maneja desde el Área de Gestión Operativa –AGO, la cual desagrega su estructura en tres equipos de trabajo referenciados en la Gráfica 21.

Gráfica 21. Área de Gestión Operativa ESSA



Fuente: ESSA. Elaboración propia

Cada equipo de trabajo que hace parte de la gestión operativa que realiza ESSA en su sistema, tiene unas funciones específicas asociadas a objetivos y entregables. Algunas de estas funciones son: planeación estratégica, planeación de infraestructura, coordinación operativa, estudios eléctricos, SCADA y calidad del servicio. A continuación se detallará en cada uno de ellos de acuerdo a su respectivo equipo de trabajo.

Tabla 15. Funciones, objetivos y entregables de Planificación y gestión ESSA

Planeación Estratégica		Planeación de Infraestructura	
Objetivos	Entregables	Objetivos	Entregables
Implementación y seguimiento a la estrategia competitiva	Diagnóstico interno y externo	Formular los proyectos que requiere el sistema eléctrico para la sostenibilidad del negocio.	Caracterización y proyección de demanda
Construcción y seguimiento al plan empresarial.	Plan Empresarial		Plan de expansión del STN, STR y SDL
Estructurar el plan de inversiones	Plan de Inversiones		Estudios de conexión

Fuente: ESSA. Elaboración propia

Tabla 16. Funciones, objetivos y entregables de Operación Integrada ESSA

Coordinación Operativa		Estudios Eléctricos	
Objetivos	Entregables	Objetivos	Entregables
Realizar la coordinación operativa de las solicitudes de trabajos, para la intervención del sistema eléctrico	Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)	Definir lineamientos operativos	Lineamientos operativos
Garantizar la máxima atención de la demanda con estándares de calidad	Guías de restablecimiento	Realizar estudios eléctricos que identifique la necesidad del SEP en el corto plazo	Estudios eléctricos operativos (corto plazo)
		Análisis de contingencias	Pronostico oficial de la demanda semanal.
	Protocolos de maniobras del STN, STR y SDL	Planes óptimos de racionamiento	Factores de distribución trimestral.
			Análisis causa raíz de eventos.

Fuente: ESSA. Elaboración propia

Tabla 17.. Funciones, objetivos y entregables de Operación y Calidad ESSA

SCADA		Calidad del Servicio	
Objetivos	Entregables	Objetivos	Entregables
Garantizar la confiabilidad del SCADA	Informe de supervisión del STN, STR y SDL	Realizar la crítica, validación y análisis de información de eventos del SDL	Informe de operación del sistema eléctrico
Brindar el soporte de las tecnologías de la operación al Centro de Control.		Calcular y reportar la información de calidad del servicio interna y externa	Indicadores de calidad
Integración al SCADA de activos de proyectos de expansión y reposición		Diagnosticar y proponer acciones de mejora en el corto y mediano plazo	Análisis de calidad del servicio del SDL: Formular acciones a realizar sobre el SEP

Fuente: ESSA. Elaboración propia

Ahora bien, en cuanto al informe de la operación del sistema eléctrico de potencia, se tiene una periodicidad de entrega mensual en la que se analizan datos en referencia a distintos aspectos operativos correspondientes a los indicados a continuación:

- Demanda de energía y potencia.
- Eventos en líneas del STN y STR.
- Compensaciones STN y STR.
- Compensaciones SDL.
- SAIDI y SAIFI.

4.2.3. Mantenimiento en el STR y STN

La Subgerencia de Subestaciones y Líneas de ESSA es la encargada de la realización de mantenimientos en estos equipos eléctricos. Durante el año 2019 se realizaron Consignaciones Nacionales dentro del plan de mantenimientos, fuera del plan y por emergencia. La cuantificación de estas consignaciones se presentará de manera desagregada para subestaciones y líneas del Sistema de Transmisión Regional y Nacional que opera ESSA.

Para las Subestaciones se realizaron consignaciones dentro del plan de mantenimientos para 117 activos, mayoritariamente en bahías de línea. Además, se determinó que la Subestación con mayores intervenciones en el plan de mantenimientos fue la subestación Palos 230 kV.

En la Tabla 18 se presenta la relación y cuantificación de consignaciones nacionales en subestaciones durante el año 2019, teniendo un total de 43 consignaciones ejecutadas y 5 consignaciones que fueron necesarias reprogramar para el año 2020.

Tabla 18. Consignaciones Nacionales en subestaciones del STR y STN

CONSIGNACIONES NACIONALES MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN 2019				
Programadas	Plan	37	Ejecutadas	19
			Reprogramadas y ejecutadas	13
			Reprogramaron 2020	5
	Fuera del Plan	5	Ejecutadas	5
No programadas	Emergencia	6	Ejecutadas	6
Total programadas		42	-----	42
Total programadas y no programadas		48		48
Total ejecutadas				43

Fuente: ESSA

Respecto a lo anterior es necesario indicar que mediante la validación en el Sistema Nacional de Consignaciones - SNC de XM, se verificó que la cantidad de consignaciones nacionales en subestaciones operadas por ESSA es coincidente con el reporte de la empresa.

Ahora bien, para las líneas de transmisión, el plan de mantenimientos contempla no sólo las consignaciones nacionales sino también actividades forestales e inspecciones de línea. En la Tabla 19 se presenta la clasificación de las 58 consignaciones nacionales ejecutadas en líneas de transmisión operadas por ESSA para el año 2019.

Tabla 19. Consignaciones Nacionales en líneas del STR y STN

CONSIGNACIONES NACIONALES LINEAS DE TRANSMISIÓN 2019						
P r o g r a m a d a s	Plan	17	Programadas	16	11	Expansión - ejecutadas
			Reprogramadas	1	1	Mtto Normal - ejecutadas
			Programadas Líneas Desenergizadas	6	5	Mtto Normal - No ejecutada
	Fuera del Plan	31	Programadas Líneas Energizadas	25	1	Expansión - ejecutadas
					24	Mtto normal - ejecutadas
P r o g r a m a d a s N o m a d a s	Emergencia	12	No programas Líneas Desenergizadas	8	7	Mtto Normal ejecutadas
					1	Mtto Normal cancelada
			No programas Líneas Energizadas	4	4	Mtto Normal ejecutadas
					0	Mtto Normal cancelada
Total		60	-----	60	60	-----

Fuente: ESSA

De igual forma que para las subestaciones, se realizó la validación en el Sistema Nacional de Consignaciones - SNC de XM, en donde se verificó que la cantidad de consignaciones nacionales en líneas de transmisión operadas por ESSA es coincidente con el reporte de la empresa.

4.2.4. Calidad del servicio en el STR y STN

Para el análisis de calidad del servicio se realizó la consulta en el aplicativo Herramientas Operativas- HEROPE de XM, con el objetivo de determinar los activos que presentaron Horas de Indisponibilidad Acumulada - HIDA mayores a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA en el STR y STN de ESSA. Resultado de este procedimiento se obtuvieron 12 activos que superaron las MHAIA, sin embargo, en la Tabla 20 se presentan los datos para los activos con unos tiempos de indisponibilidad altos, en distintos cortes del año 2019.

Tabla 20. Activos del STR y STN cuyas HIDA superaron significativamente las MHAIA

Ítem	Cód. Activo	Activo	Fecha Corte	MHAIA	HIDA
1	Bah0676	BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CHIQUINQUIRA 115 kV	31/08/2019	38.00	125.66
2	Bah0676	BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CHIQUINQUIRA 115 kV	31/10/2019	38.00	130.35
3	Bah0676	BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CHIQUINQUIRA 115 kV	30/11/2019	38.00	130.38
4	Bah0676	BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CHIQUINQUIRA 115 kV	31/12/2019	38.00	140.08
5	Bah1581	BT LOS PALOS 1 150 MVA 115 kV	31/01/2019	51.00	143.16
6	Bah1581	BT LOS PALOS 1 150 MVA 115 kV	30/06/2019	50.50	150.49
7	Bah0229	BT LOS PALOS 1 150 MVA 230 kV	31/01/2019	51.00	143.16
8	Bah0229	BT LOS PALOS 1 150 MVA 230 kV	30/06/2019	50.50	150.49

9	Trf0255	LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	31/01/2019	51.00	143.16
10	Trf0255	LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	30/06/2019	50.50	150.49

Fuente: ESSA. Elaboración propia

Respecto a esta condición operativa, ESSA refirió la causa para cada uno de los activos, por la cual se presentaron estos valores tan altos de HIDA, así:

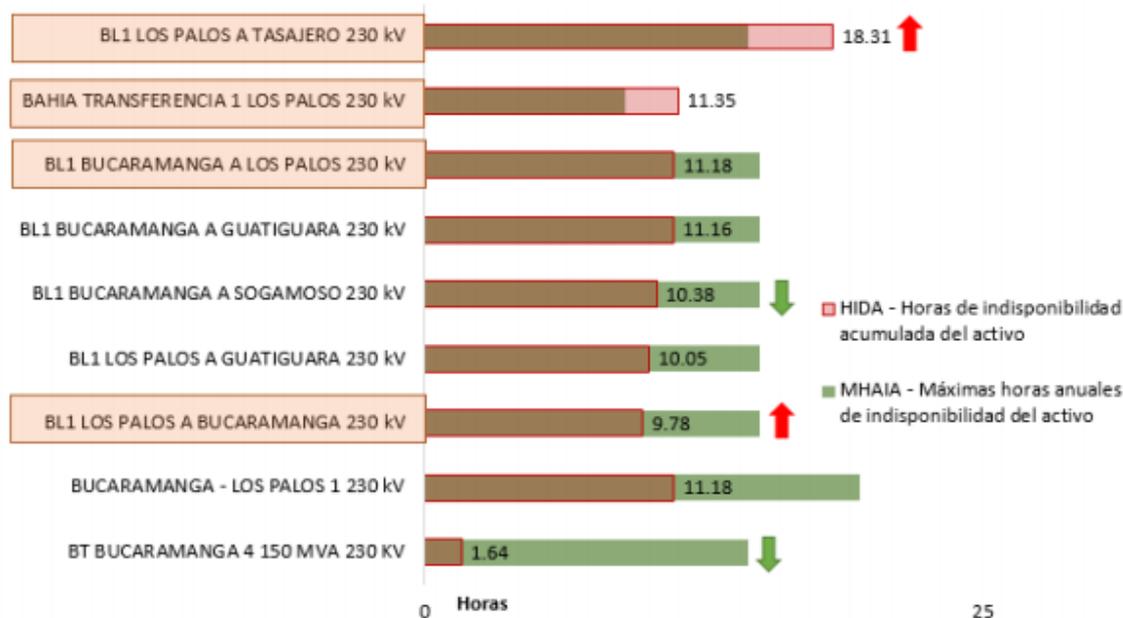
Tabla 21. Consignaciones Nacionales en subestaciones del STR y STN

BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CHIQUINQUIRA 115 kV	LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV y BT LOS PALOS 1 150 MVA 230 KV
Verificados los archivos de operación y mantenimiento de ESSA, se encuentra que los tiempos representativos de indisponibilidad corresponden a eventos o consignaciones tramitadas por el OR EBSA propietario de la línea y la bahía en Chiquinquirá. Los tiempos afectan la bahía de ESSA por hacer parte del grupo de activos STR (línea más bahías asociadas).	Las indisponibilidades representativas obedecen al mantenimiento programado de los cambiatomas y a un mantenimiento correctivo por falla en el relé de sobrepresión de una de las unidades. Las bahías se afectan con los mismos tiempos de indisponibilidad del auto transformador por solicitarse como elementos adicionales para la intervención o la operación.

Fuente: ESSA. Elaboración propia

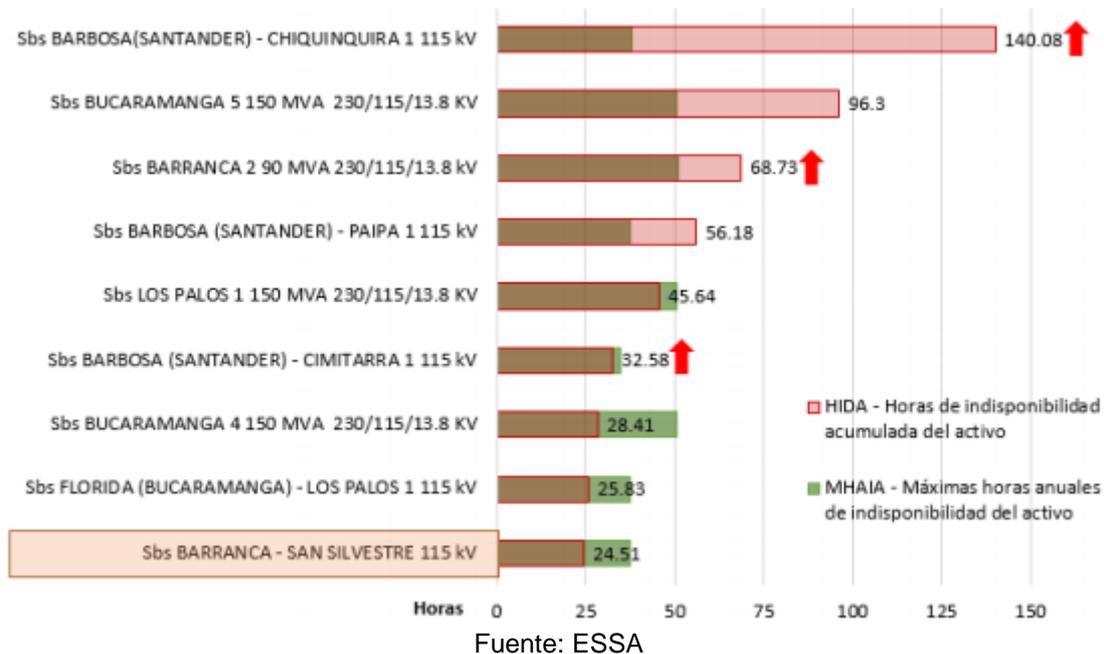
Adicionalmente, en el informe de la operación del sistema eléctrico de potencia a diciembre de 2019, es posible identificar el aumento del indicador de horas de indisponibilidad para estos activos, validando la información anteriormente analizada. Por lo cual se presentan las gráficas de indicadores HIDA y MHAIA elaboradas por ESSA para el STN y STR respectivamente.

Gráfica 22. Indicador MHAIA e HIDA para activos del STN



Fuente: ESSA

Gráfica 23. Indicador MHAIA e HIDA para activos del STR



4.2.5. Proyectos de expansión en el STR y STN

Para el año 2019 ESSA contaba con 10 proyectos de expansión en su sistema a nivel de 115 kV y 230 kV, los cuales cuentan con un factor predominante y es la prórroga en las Fechas de Puesta en Operación –FPO. En la Tabla 22 se puede evidenciar cada uno de los proyectos y la trazabilidad de las FPO iniciales y actuales.

Tabla 22. Proyectos de expansión del STR y STN

PROYECTO	Fecha de puesta en operación 1	Fecha de puesta en operación 2	Fecha de puesta en operación 3	Fecha de puesta en Operación ACTUAL
Plan de Expansión Sur del STR	Noviembre 2020	N/A	N/A	Noviembre de 2021
Bucaramanga 230/115 kV y Florida 115kV	S/E Bucaramanga 230 kV: Diciembre 2017 Línea Bucaramanga – Florida 115 kV: Noviembre 2018	S/E Bucaramanga 230 kV: N/A Línea Bucaramanga – Florida 115 kV: Junio 2019	N/A	Línea Bucaramanga – Florida 115 kV: Noviembre de 2020
Expansión subestación Conucos 115 kV	Diciembre 2018	Agosto 2019	N/A	Noviembre de 2020
Expansión subestación Palenque 230/115 kV	Noviembre 2017	Noviembre 2018	Septiembre 2019	Diciembre 2020
Expansión subestación Principal 115 kV	Diciembre 2018	Julio 2019	N/A	Noviembre de 2020

Línea Barranca - Puerto Wilches 115 kV	Diciembre 2018	Julio 2019	N/A	Noviembre de 2019
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	Diciembre 2018	Noviembre 2019	N/A	Noviembre de 2020
Nueva subestación Buenavista 115 kV	N/A	N/A	N/A	Marzo 2018
Reconfiguración subestación Río Frío 115 kV	Noviembre 2018	Junio 2019	N/A	Noviembre de 2020
Reconfiguración y expansión subestación Barranca 230/115 kV	N/A	N/A	N/A	Noviembre 2019

Fuente: ESSA. Elaboración propia

De acuerdo con lo referido por la empresa las prórrogas en las FPO se han dado por condiciones externas, mayoritariamente el trámite de licenciamiento ambiental. Es decir, ninguna actividad crítica de los proyectos ha estado enmarcada en la responsabilidad de la empresa.

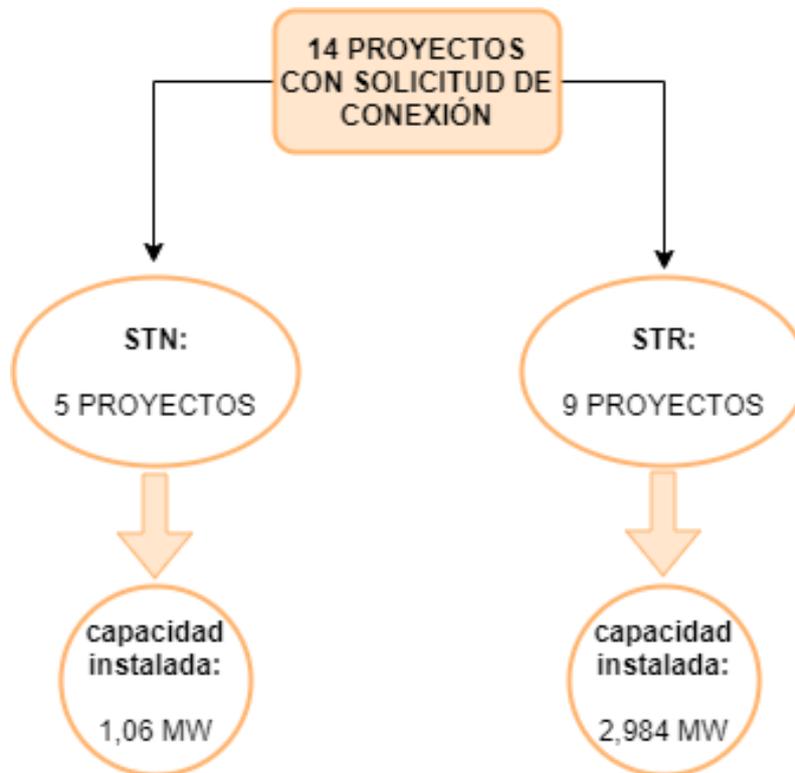
Por otra parte, en el año 2019 entraron en operación comercial 2 de los 10 proyectos referenciados correspondientes a: Línea Barranca - Puerto Wilches 115 kV y Reconfiguración y expansión subestación Barranca 230/115 kV.

Finalmente, es necesario indicar que las empresas interventoras de los proyectos de ESSA cumplen a cabalidad con la Resolución CREG 024 de 2013 en cuanto el envío de los informes trimestrales de interventoría de los proyectos de expansión a la SSPD con los requisitos establecidos en la regulación.

4.2.6. Solicitudes de conexión en el STR y STN

De acuerdo con la información remitida por ESSA, a corte del año 2019 se tienen 14 solicitudes de puntos de conexión en el STR y STN que opera la empresa con un total de 4,044 MW. En el diagrama de la Gráfica 24 se expone la condición para cada sistema en cuanto a número de proyectos y capacidad instalada asociada a los mismos.

Gráfica 24. Capacidad proyectos del STN y STR



Fuente: ESSA. Elaboración propia

El tipo de tecnología asociada a estos proyectos es 85,71% fotovoltaica y 14,28% térmica. Adicionalmente, todos estos proyectos tienen varios factores en común, que se exponen a continuación con el objetivo de dar un contexto general a los proyectos que han presentado solicitud de un punto de conexión a ESSA para generación a gran escala:

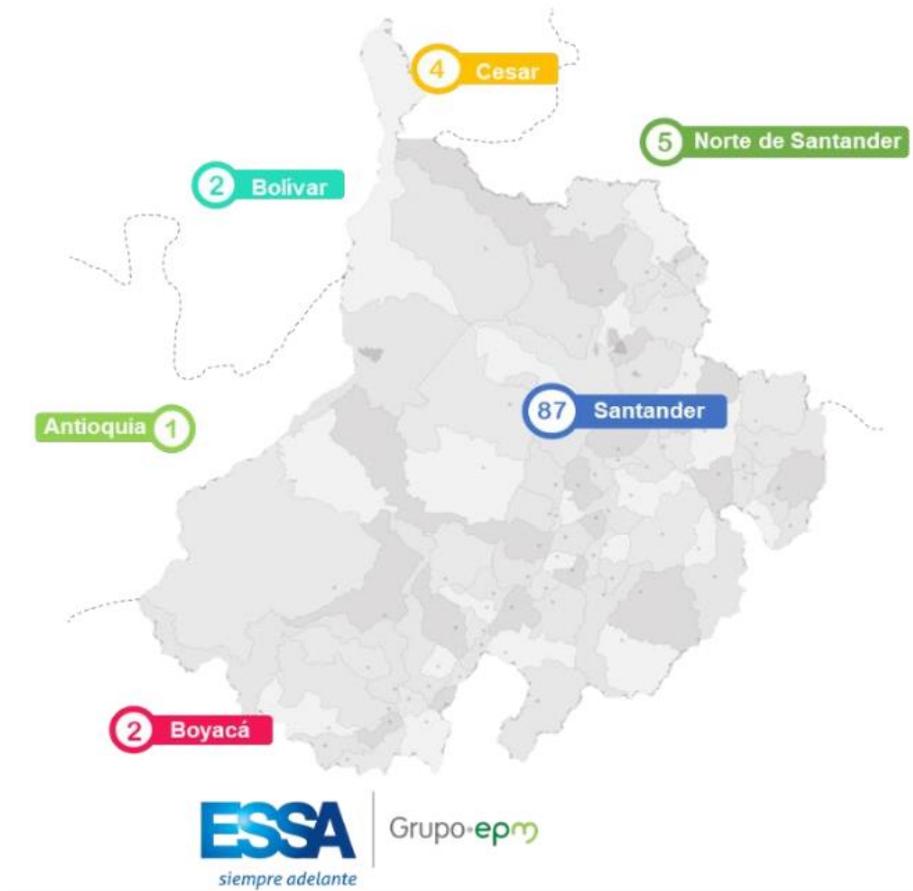
- La solicitud del punto de conexión es en la barra de la subestación.
- Son clientes industriales.
- El área de ubicación de los proyectos es rural.
- No cuentan con almacenamiento de energía eléctrica.
- Entregan excedentes de energía a la red.
- Cuentan con sistema de medición bidireccional.
- El estado de los proyectos es que está en trámite.

4.3. Distribución

4.3.1. Descripción de la infraestructura

El operador presta el servicio de energía eléctrica en 101 municipios, de los cuales 87 se encuentran en Santander, 6 en el Norte de Santander, 4 en el Cesar, 2 en Bolívar y uno en Antioquia. A continuación, se realiza una descripción de la infraestructura eléctrica operada por el prestador ESSA en su Sistema de Distribución Local. Se realiza un análisis por separado de las subestaciones, circuitos y transformadores.

Gráfica 25. Cobertura del sistema eléctrico de la ESSA



Fuente: Información entregada por la ESSA

Subestaciones:

La infraestructura de su Sistema de Distribución Local (SDL) está conformada por 60 subestaciones en el nivel de tensión 3 (sistema de 34,5 kV). Las subestaciones se encuentran ubicadas en 12 municipios, distribuidas 25 para la zona Sur y 32 en la zona Norte. En los niveles de tensión 1 y 2 se reportan 34.458 transformadores. La capacidad total de transformación en el nivel 3 equivale a 707 MVA, y en los niveles 1 y 2 a 1.807 MVA.

Tabla 23. Subestaciones en el SDL

Sistema	Subestaciones
Sistema de Distribución Local - SDL	60

Fuente: Información entregada por la ESSA - elaboración DGTE

Circuitos de distribución:

Los sistemas cuentan en total con 54.828 km de redes para los niveles 1, 2 y 3. En el nivel de tensión 3 existen en total 1.074 km de redes eléctricas aéreas y 24 km de redes subterráneas distribuidos en 86 líneas. En el nivel de tensión 2, se encuentran redes de 13,8 kV, 11,4 kV y 4,16 kV con longitudes totales de 53.754 km y 1.075 km para redes

aéreas y redes subterráneas respectivamente. Estas redes se distribuyen en 279 circuitos en donde el 85% tienen instalados relés de recierre.

Tabla 24. Longitudes de redes eléctricas en el SDL

Redes de distribución	Aérea [km]	Subterránea [km]
Redes primarias SDL 34,5 kV	1.074	24
Redes primarias SDL 13,8 kV	20.719	130
Total, redes primarias	21.793	154
Redes secundarias SDL menores a 4,16 kV	33.035	945
Total	54.828	1.099

Fuente: Información entregada por la ESSA - elaboración DGTE

Transformadores:

En total el SDL cuenta con 34.549 transformadores divididos en los niveles de tensión 2 y 3, con una capacidad total de 2.514 MVA. Durante el año 2019 se quemaron 760 transformadores, con afectación en 166 circuitos. En promedio se afectaron 16 usuarios por cada falla de transformador con una duración de 52,4 horas.

Tabla 25. Transformadores en el SDL

Transformadores por nivel de tensión	Unidades	Capacidad (MVA)
Transformadores de potencia SDL 34,5 kV	91	707
Transformadores de distribución SDL 13,8 kV y menores	34.458	1.807
Total	34.549	2.514

Fuente: Información entregada por la ESSA - elaboración DGTE

4.3.2. Mantenimiento

El prestador define a detalle los diferentes tipos de clientes, procesos y entregables que la Subgerencia de Mantenimiento de Distribución atiende en la gestión respectiva de su área. La Subgerencia de Mantenimiento de Distribución es la encargada de realizar los presupuestos, los pliegos técnicos de contratación, los planes de mantenimiento, la asignación de PQR, las obras de inversión de alumbrado público, los planes de mejoramiento, los informes de mantenimiento, la actualización de la infraestructura eléctrica en los sistemas de información, los reportes de novedades de activos, los informes de seguridad y salud en el trabajo, informes de gestión, cálculo de indicadores, gestión de no conformidades, evaluaciones de desempeño de proveedores y contratistas, matrices de riesgo, entre otras actividades más específicas.

La metodología del mantenimiento de la ESSA en sus sistemas de distribución está basada en la descripción de actividades en el marco de los procesos de planeación, ejecución y verificación en donde se establecen los lineamientos y alcance de cada proceso.

- Durante la etapa de planeación la Subgerencia de Mantenimiento de Distribución recolecta, clasifica y analiza la información sobre requerimientos de mantenimientos, estado de los activos de distribución e información sobre restricciones operativas de los clientes para posteriormente proceder a la definición del tipo de mantenimiento a realizar. Se destaca la planeación diaria del mantenimiento correctivo.

- Durante la etapa de ejecución se establecen las actividades para la realización de los mantenimientos de los activos del SDL con el fin de contribuir a la calidad y continuidad de la prestación del servicio de energía eléctrica. La gestión integral que se realiza en los activos es consignada en su sistema de información, y las modificaciones a la infraestructura que se realizan son reportadas al Centro de Información de Redes Eléctricas (CIRE).
- En la última etapa del mantenimiento se verifica la conformidad según los lineamientos de operación, y en caso de no conformidad se reinicia el proceso de mantenimiento respectivo. Todo el procedimiento se documenta por medio de indicadores de mantenimiento en su Sistema de Gestión Integrado, que posteriormente los grupos primarios de la Subgerencia de Mantenimiento analizan para implementar mejoras en sus procesos.

4.3.3. Calidad del servicio

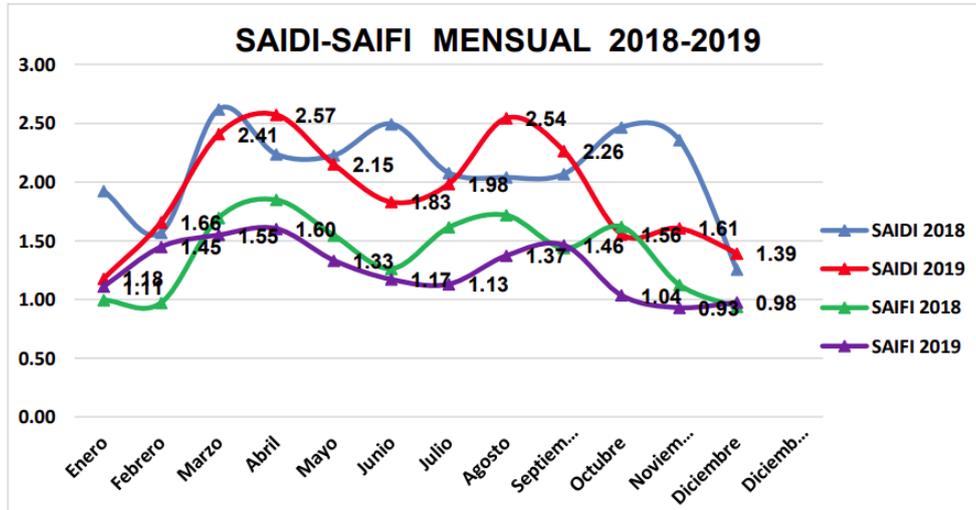
El Operador de Red ESSA es el primer prestador del país al cual se le realiza una evaluación integral bajo el nuevo esquema de prestación del servicio de energía eléctrica definido en la Resolución CREG 015 del 2018 que inició a partir del primero de enero del 2019. Bajo el nuevo esquema, la CREG realizó la aprobación de las variables para el cálculo de los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica en el mercado de comercialización atendido por la ESSA por medio de la Resolución CREG 103 del 2019, y modificada por la Resolución CREG 158 de 2019 resolviendo así recurso de reposición interpuesto por el operador.

Bajo el nuevo esquema de calidad, se establecen los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI para establecer los incentivos referentes a la calidad para los prestadores. Las metas establecidas en las resoluciones CREG 103 y CREG 158 del 2019, corresponden a 32,977 Horas y 21,165 veces para el SAIDI y SAIFI respectivamente.

Bajo este nuevo esquema el operador debe calcular los valores de dichos indicadores. Durante el año 2019 la ESSA reportó 23,145 horas y 15,129 veces, los cuales no solo se encuentran por debajo los promedios nacionales calculados por la SSPD en el informe “*Diagnostico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019*”, sino que también se encuentran por debajo de la meta establecida en su resolución particular. Adicionalmente dichos indicadores presentan una disminución respecto a los valores calculados para el año 2018 por parte de la DTGE. Los valores de los indicadores de calidad media muestran una gestión coordinada de las diferentes áreas de la empresa durante la vigencia 2019 que le ha permitido prestar un servicio de energía eléctrica con menos interrupciones y con duraciones más cortas a 823 mil usuarios aproximadamente.

En la Gráfica 26 se muestra la evolución del SAIDI y SAIFI desde enero del 2019 hasta diciembre del 2019, con los valores comparativos durante el año 2018. No se presenta una tendencia clara de las diferencias entre los valores del SAIDI para ambos años, dado que en algunos meses mejoró y en otros empeoró, sin embargo, se presentaron mejoras significativas durante los meses de enero, octubre, noviembre y diciembre. En el caso del SAIFI se puede observar una leve mejora en la mayoría de los meses.

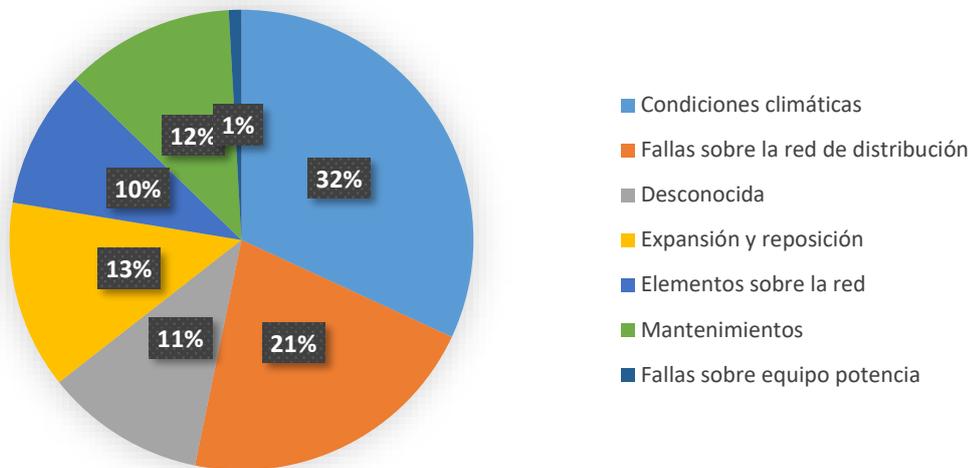
Gráfica 26. Variación de indicadores de calidad media 2018-2019



Fuente: Información entregada por la ESSA

Las causas que contribuyen al cálculo del SAIDI se presentan en la Gráfica 27, en donde se concluye que la principal causa de interrupciones son las condiciones climáticas y fallas sobre la red de distribución. El 11,18% de las interrupciones se atribuyen a causas desconocidas.

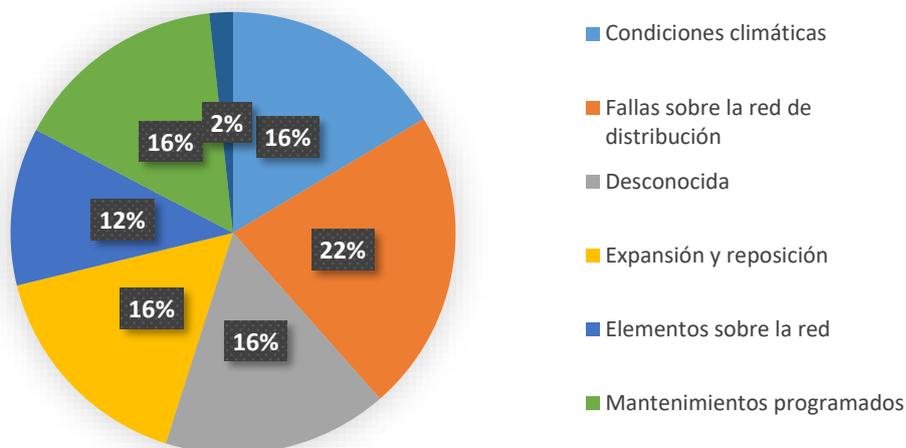
Gráfica 27. Causas para cálculo SAIDI



Fuente: Información entregada por la ESSA - elaboración DGTE

En la Gráfica 28 se presenta el porcentaje de participación de las diferentes causas de interrupciones para el cálculo del indicador SAIFI. La causa principal que contribuyó al valor del SAIFI fueron los trabajos programados, los cuales incluyen las actividades de expansión y reposición del SDL y mantenimientos.

Gráfica 28. Causas para cálculo SAIFI



Fuente: Información entregada por la ESSA - elaboración DGTE

Los trabajos de expansión y reposición del SDL aportan el 32,02% al SAIDI y el 30,9% al SAIFI. En la Tabla 26 se presentan todas las causas de las interrupciones incluyendo aquellas que se pueden excluir del cálculo de los indicadores de calidad media, dado que los usuarios perciben todas las interrupciones independientemente de la causa. Las principales interrupciones son las fallas con duraciones menores y las de mayor duración las interrupciones ocasionadas en los sistemas de transmisión nacional y regional.

Tabla 26. Participación de diferentes causas en las interrupciones del sistema

Agrupador Causas	SAIDI [Horas]	SAIDI [%]	SAIFI [Veces]	SAIFI [%]
Catástrofes Naturales (Excluibles)	3,16	9,2%	1,11	2,5%
Condiciones Climáticas (No Excluible)	7,45	21,7%	2,5	5,6%
Desconocida (No Excluible)	2,61	7,6%	2,48	5,6%
Elementos sobre la Red (No Excluible)	2,26	6,6%	1,75	4,0%
Expansión Nivel 4 (Excluible)	0,28	0,8%	0,36	0,8%
Fallas sobre Equipo Potencia (No Excluible)	0,21	0,6%	0,26	0,6%
Fallas sobre la Red de Distribución (No Excluible)	4,97	14,4%	3,42	7,7%
Mantenimientos Programados - SSL (No Excluible)	1,01	2,9%	0,89	2,0%
Mantenimientos Programados - SZD (No Excluible)	1,75	5,1%	1,48	3,3%
Menor a 3 Minuto (Excluible)	0,34	1,0%	25,47	57,4%
Otras Exclusiones	0,00	0,0%	0	0,0%
PARR (Excluible)	0,00	0,0%	0,02	0,0%
Proyectos (No Excluible)	0,01	0,0%	0,04	0,1%
Solicitud Particular (Excluible)	2,32	6,7%	0,58	1,3%
STN - STR (Excluible)	4,97	14,4%	1,56	3,5%
Expansión y Reposición SDL (No Excluible)	3,08	9,0%	2,47	5,6%
Total general	34,42	100%	44,37	100%

Fuente: Información entregada por la ESSA

Se destaca la descripción, organización y seguimiento de la información de los indicadores de calidad media en sus activos y zonas de operación, lo cual les permite focalizar esfuerzos en las situaciones críticas que pueden afectar la prestación del servicio de energía eléctrica en su mercado de comercialización.

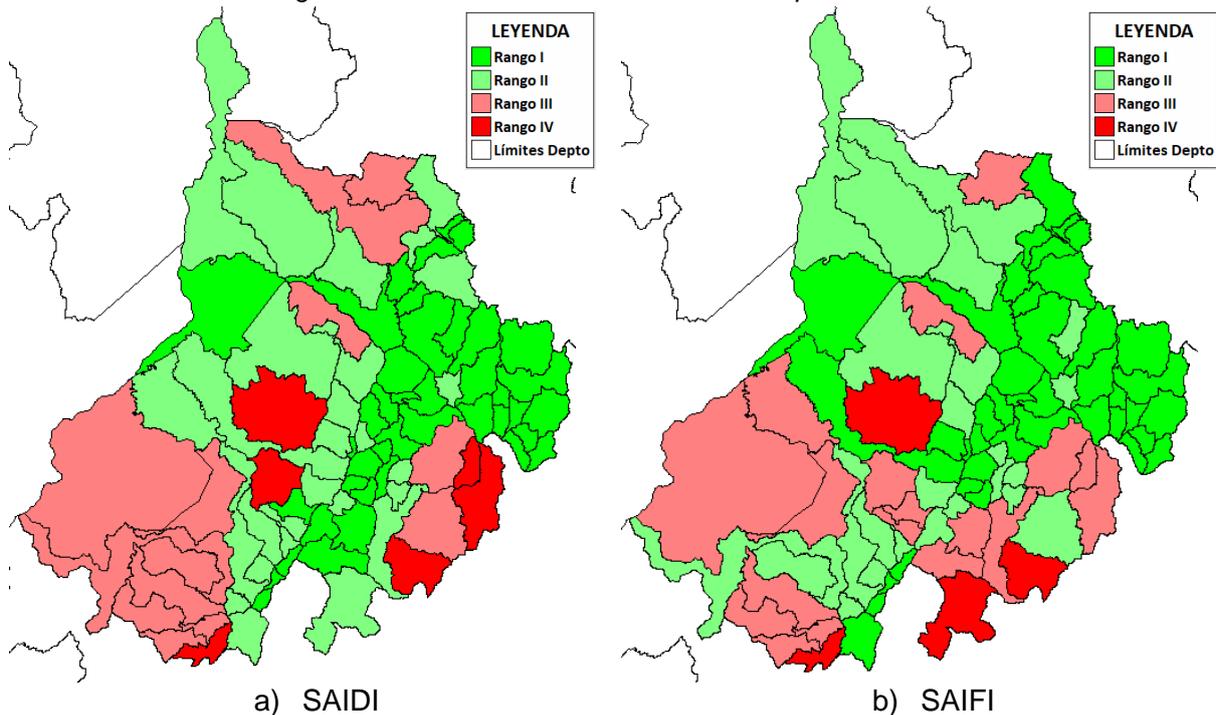
En el informe “*Diagnostico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019*” la DTGE desarrolló unos mapas de los indicadores SAIDI y SAIFI, en el cual se establecen 4 rangos descritos en la siguiente tabla:

Tabla 27. Rangos indicadores de calidad media

Rango	SAIDI [Horas]	SAIFI [Veces]
Rango I	[0-36,7)	[0-38,8)
Rango II	[36,7-73,4)	[38,8-77,7)
Rango III	[73,5-110,1)	[77,7-116,5)
Rango IV	110,1<SAIDI	116,5<SAIFI

Fuente: Información tomada del “Informe diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019”

Gráfica 29. Rangos indicadores de calidad media en el departamento de Santander



Fuente: Información tomada del “Informe diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019”

En la Tabla 28 se presentan los indicadores SAIDI y SAIFI por municipio calculados por la DTGE por medio de la información de interrupciones reportadas por el OR al SUI. Estos cálculos incluyen las interrupciones menores a 3 minutos, que son excluidas bajo la nueva regulación, pero que permiten establecer un punto de comparación de la calidad del servicio a nivel geográfico. Los 10 primeros municipios del departamento de Santander que perciben una mejor calidad del servicio son Floridablanca, Malga, Capitanejo, Piedecuesta, Bucaramanga, Enciso, Socorro, Aratoca, San Miguel y San

José de Miranda, los cuales presentan valores de SAIDI menores a 10 horas y valores de SAIFI menores a 25 interrupciones. Los municipios con peores indicadores de calidad media son Mogotes, Jesús María, Sucre, Betulia, Albania, Santa helena del Opon, Onzaga, El Carmen de Chucuri, Encino, y San Joaquín con duraciones mayores a 100 horas e interrupciones superiores a 80 veces.

Tabla 28. Rangos indicadores de calidad media en los municipios de Santander

Municipio	SAIDI [Horas]	SAIFI [Veces]	Municipio	SAIDI [Horas]	SAIFI [Veces]
FLORIDABLANCA	4,4	19,4	TONA	39,7	32,4
MALAGA	5,5	25,6	OCAMONTE	40,0	58,9
CAPITANEJO	6,3	23,2	GUAPOTA	40,7	46,6
PIEDECUESTA	7,3	25,8	SURATA	42,1	20,4
BUCARAMANGA	7,4	25,0	LA PAZ	42,2	58,8
ENCISO	8,8	23,2	ZAPATOCA	42,7	44,5
SOCORRO	9,1	22,2	SABANA DE TORRES	48,1	54,1
ARATOCA	9,1	22,6	CHIPATA	48,7	50,2
SAN MIGUEL	9,4	21,0	CHIMA	49,2	77,1
SAN JOSE DE MIRANDA	9,9	19,5	SIMACOTA	49,6	21,6
SAN GIL	10,8	32,5	PUENTE NACIONAL	50,0	19,0
VILLANUEVA	10,9	21,4	VELEZ	50,4	39,6
GUEPSA	11,0	27,9	PUERTO PARRA	50,8	88,2
CURITI	11,2	23,5	CHARALA	51,0	78,3
GIRON	11,7	33,6	HATO	53,5	33,4
MACARAVITA	13,2	32,0	CEPITA	54,9	49,2
MOLAGAVITA	14,4	24,5	LEBRIJA	55,7	52,7
SAN ANDRES	15,0	23,9	PUERTO WILCHES	57,1	52,0
BARRANCABERMEJA	15,0	28,8	GAMBITA	59,8	214,7
VETAS	15,2	27,7	CABRERA	64,3	36,5
CERRITO	15,9	26,5	SAN VICENTE DE CHUCURI	65,5	71,3
BARICHARA	16,1	21,5	GALAN	67,5	57,8
BARBOSA	18,4	34,8	AGUADA	67,5	61,4
CONCEPCION	18,4	30,0	GUAVATA	70,3	61,7
SAN BENITO	21,3	31,2	RIONEGRO	73,4	65,1
CARCASI	21,3	26,2	COROMORO	75,3	75,0
JORDAN	23,3	25,3	EL PLAYON	76,7	110,7
LOS SANTOS	24,0	28,3	BOLIVAR	78,0	60,8
GUACA	24,3	23,3	CIMITARRA	79,4	85,8
OIBA	25,4	81,0	EL PENON	82,6	72,1
PALMAR	26,4	26,6	LA BELLEZA	94,7	107,8
CONTRATACION	26,4	89,9	LANDAZURI	96,4	94,6
CONFINES	28,9	38,5	FLORIAN	96,7	113,1
PINCHOTE	29,5	42,4	MOGOTES	102,7	80,5
GUADALUPE	31,5	76,7	JESUS MARIA	105,5	105,5

CALIFORNIA	31,5	19,5	SUCRE	105,9	105,4
SANTA BARBARA	31,6	47,0	BETULIA	109,1	82,7
SUAITA	32,6	105,1	ALBANIA	118,1	142,5
PALMAS DEL SOCORRO	33,7	35,7	SANTA HELENA DEL OPO	122,8	109,2
PARAMO	33,9	58,9	ONZAGA	125,9	87,5
CHARTA	36,3	14,6	EL CARMEN DE CHUCURI	126,2	131,8
MATANZA	36,7	33,1	ENCINO	129,0	133,6
VALLE DE SAN JOSE	38,7	62,3	SAN JOAQUIN	139,7	82,2
EL GUACAMAYO	38,7	92,7			

Fuente: Información tomada del "Informe diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019"

Durante el año 2019 el prestador reportó 3.951 transformadores con algún tipo de falla asociada. De este total de fallas, 3.390 presentaron duraciones menores a un día, 535 duraciones entre uno y tres días, 19 con duraciones entre tres y cinco días y 7 con duraciones entre cinco y quince.

Para finales del 2019, se presentaron 137 transformadores con una duración de interrupciones total acumulada mayor a 360 horas afectando así a un total de 535 usuarios, ver Tabla 29.

Tabla 29. Rangos indicadores de calidad media en los municipios de Santander

NOMBRE CIRCUITO	TOTAL TRAFOS	TOTAL CLIENTES
39 502 LEBRIJA 2	32	92
72 502 PUERTO OLAYA	36	89
33 503 EL OSO	4	69
92 507 SAN MIGUEL ARALES	11	50
78 502 JORDANES	6	50
61 501 LA RENTA	17	49
92 506 LA VENTA	2	33
70 501 1RO CAMPO 22	8	27
68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	6	15
49 501 LA LAGUNA	2	10
14 502 EL CERO - LOS COCOS	1	9
79 507 MOGOTES	2	8
68 503 CHONTARALES	2	7
65 502 PALMIRA	1	6
13 504 HONDURAS	1	5
90 506 GUALILO	1	4
78 503 VEREDA AGUACHICA	1	3
55 503 SAN MARTIN	1	3
92 503 LA PRADERA	1	2
13 502 TOPON CENTENARIO	1	2
57 503 PROVINCIA	1	2
Total	137	535

Fuente: Información entregada por la ESSA

3.3.6 Plan de Inversiones. CREG 015 de 2018.

3.3.6.1 Contexto Regulatorio.

La ESSA obtuvo la resolución de aprobación de las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización a través de la resolución CREG 103 de 2019. Posteriormente, mediante Resolución 158 de 2019 la CREG resuelve el recurso de reposición interpuesto por el OR, modificando el *artículo 2. Inversión aprobada en el plan de inversión, y el artículo 5. Recuperación de activos Nuevos, únicamente.*

Dentro del marco regulatorio definido en la Resolución CREG 015 de 2018, capítulo 6. *Planes de Inversión* correspondiente al seguimiento y ajustes al plan de inversiones, la CREG aprueba a ESSA un plan de inversiones para el periodo (2019 - 2023) por un valor total de \$647.762 Millones, con un valor de ejecución de \$161.980 Millones para el año 2019.

Actualmente, se encuentra en revisión por parte de la CREG la actualización del plan de Inversiones (2020 - 2024) conforme a lo estipulado en la resolución CREG 036 de 2019, presentado por ESSA por un valor de \$653.373 Millones. Este plan de inversión formulado por ESSA contempla proyectos enfocados en mejoras a la atención de demanda y calidad del servicio principalmente.

3.3.6.2 Avance en la ejecución del Plan de Inversiones durante el año 2019.

ESSA reporto en el *Informe de Ejecución al plan de Inversiones regulatorio 2019 CREG 015 de 2018*, los avances realizados durante el año 2019 en relación con los valores aprobados por la CREG y especificando la ejecución por área geográfica, por tipo de inversión, nivel de tensión y categorías.

Tabla 30. Inversiones por Departamento

Departamento	2019	Ejecutado
Bolívar	\$ 787	\$ 1.361
Cesar	\$ 4.079	\$ 2.074
Norte de Santander	\$ 587	\$ 1.388
Santander	\$ 156.527	\$ 151.300
Boyacá	\$ 0	\$ 128
Antioquia	\$ 0	\$ 71
Total general	\$ 161.980	\$ 156.323

Fuente: ESSA, 2019

Tabla 31.. Inversiones por Tipo de Proyecto

Tipo de proyecto	2019	Ejecutado
Tipo I	\$ 29.042	\$ 27.061
Tipo II	\$ 61.685	\$ 77.667
Tipo III	\$ 45.977	\$ 38.525
Tipo IV	\$ 25.276	\$ 13.070
Total general	\$ 161.980	\$ 156.323

Fuente: ESSA, 2019

Tabla 32. Inversiones por Nivel de Tensión

Nivel de tensión	2019	Ejecutado
N.T 4	\$ 76.213	\$ 29.090
N.T 3	\$ 12.550	\$ 49.286
N.T 2	\$ 55.219	\$ 6.337
N.T 1	\$ 17.999	\$ 71.610
Total general	\$ 161.980	\$ 156.323

Fuente: ESSA, 2019

Tabla 33. Inversiones por Categorías

Categoría	2019	Ejecutado
1	\$ 27.159	\$ 26.240
3	\$ 33.252	\$ 30.968
4	\$ 6.254	\$ 3.806
5	\$ 5.401	\$ 3.022
6	\$ 1.443	\$ 1.113
7	\$ 49.251	\$ 44.462
8	\$ 1.578	\$ 583
9	\$ 18.882	\$ 16.954
10	\$ 762	\$ 85
11	\$ 12.891	\$ 10.729
12	\$ 5.108	\$ 18.361
Total general	\$ 161.980	\$ 156.323

Fuente: ESSA. Inversión por categorías, 2019

Los valores relacionados se encuentran en Millones de pesos colombianos MCOP. En las tablas se presentan los valores ejecutados en el año 2019 respecto a los valores aprobados por la CREG, en cada uno de los aspectos de análisis. También se presenta en el Informe de Ejecución 2019, la relación de los valores totales en los proyectos de mayor relevancia dentro del plan de Inversiones discriminando los proyectos por Expansión STR y SDL, reposición en subestaciones y redes, calidad y pérdidas.

Tabla 34.. Proyectos de Expansión STR y SDL

Nombre proyecto	Descripción	Aprobado 2019	Ejecutado
Aumento capacidad de transformación en subestaciones	Cambio de transformadores de potencia en subestaciones existentes por aumento de la demanda o por vida útil agotada.	\$ 1.210	\$ 1.576
Compra de activos existentes y/o futuros	Adquisición de activos eléctricos de terceros, con el fin de percibir mayor remuneración en el cargo de Distribución en calidad de propietarios de la infraestructura.	\$ 1.755	\$ 1.228
Expansión subestación Palenque 230/115 kV y ampliación transformación subestación Real Minas 115 kV	Conectar la actual subestación Palenque 115 kV al Sistema de Transmisión Nacional, por medio de la Instalación de dos bancos de autotransformadores 230/115 kV de 150 MVA con sus bahías asociadas por 115 kV.	\$ 22.218	\$ 22.218
Línea Barranca - Puerto Wilches 115 kV	Aumentar la capacidad de transformación 115/34.5 kV en la actual subestación Puerto Wilches 115 kV y aumentar la capacidad de transporte entre las subestaciones Barranca y Puerto Wilches.	\$ 13.583	\$ 14.467
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	Conectar la actual subestación San Alberto 115 kV propiedad de ESSA, a la subestación Ocaña 500/230/115 kV propiedad de CENS, para eliminar una radialidad en el Sistema de Transmisión Regional.	\$ 1.530	\$ 0
Programa de Puntas y Colas 295	Conexión de las viviendas sin servicio de energía que se encuentran a 100 m de las redes eléctricas de ESSA.	\$ 0	\$ 10.217
Reconfiguración y expansión subestación Barranca 230/115kV	Realizar la reconfiguración del patio de 230 kV y 115 kV, a su vez la expansión de un autotransformador 230/115 kV de 90 MVA.	\$ 38.263	\$ 33.698
Total general		\$ 78.559	\$ 83.404

Fuente: ESSA, 2019

Tabla 35. Proyectos de Reposición en Subestaciones y Redes

Nombre proyecto	Descripción	Aprobado 2019	Ejecutado
Adecuación de obras civiles en subestaciones	Adecuaciones para el cumplimiento de la normatividad RETIE y ambiental en las subestaciones.	\$ 337	\$ 486
Mejoramiento en redes del SDL	Utilización de postes y cables para el proceso de mantenimiento de las redes del SDL.	\$ 32.110	\$ 28.993
Reposición y mejoramiento líneas de transmisión de 110kV	Mejorar la confiabilidad en la prestación del servicio; disminuir el pago de compensaciones; cumplimiento de indicadores de calidad del servicio y prolongación de la vida útil de la infraestructura existente.	\$ 198	\$ 675
Reposición y modernización de la subestación Sabana de Torres (REMOS II)	Acometer obras de reposición y modernización asociadas a equipos de patio, celdas, obras civiles y equipos de servicios auxiliares en la subestación Sabana de Torres	\$ 71	\$ 13
Reposición y modernización de la subestación San Alberto (REMOS II)	Acometer obras de reposición y modernización asociadas a equipos de patio, celdas, obras civiles y equipos de servicios auxiliares en la subestación San Alberto	\$ 267	\$ 152
Reposición y modernización subestación Palos (REMOS II)	Acometer obras de reposición y modernización asociadas a equipos de patio, celdas, obras civiles y equipos de servicios auxiliares en la subestación Palos	\$ 133	\$ 0
Reposición y modernización subestación San Gil (REMOS II)	Acometer obras de reposición y modernización asociadas a equipos de patio, celdas, obras civiles y equipos de servicios auxiliares en la subestación San Gil	\$ 133	\$ 0
Total general		\$ 33.249	\$ 40.606

Fuente: ESSA, 2019.

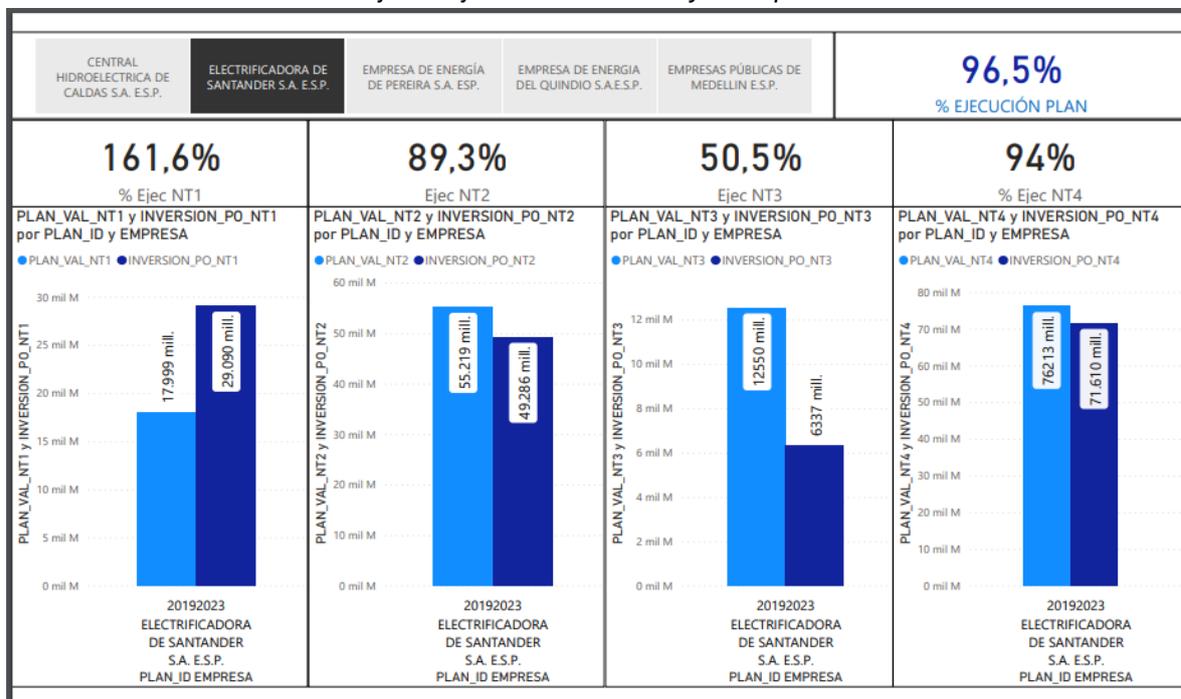
Tabla 36. Proyectos de Reposición en Subestaciones y Redes

Nombre proyecto	Descripción	Aprobado 2019	Ejecutado
Expansión de las redes de distribución	Mejoramiento de la calidad del servicio para los circuitos de nivel 2.	\$ 12.164	\$ 9.750
Instalación de equipos para el mejoramiento de la calidad del servicio	Comprende la instalación de equipos de protección y telecontrol (Reconectores, seccionalizadores, cajas de repetición y seccionalizadores electrónicos), en los activos más críticos por calidad del servicio y la integración al SCADA, con el objetivo de ser gestionados desde el Centro de Control de ESSA.	\$ 4.508	\$ 6.679
Instalación de equipos reconectores y detectores de falla (cumplimiento regulatorio CREG-015-2018)	Instalación de equipos para el cumplimiento CREG 015, los cuales deben estar activos un años después de entrada en vigencia de la norma.	\$ 7.827	\$ 5.734
Inversión en gestión de activos	Software para Gestión de Activos - EAM (incluye administración y mantenimiento de licenciamiento)	\$ 525	\$ 0
Proyecto gestión y control pérdidas de energía - ESSA	Implementar un Programa integral de Gestión y Control de Pérdidas no técnicas.	\$ 12.416	\$ 9.475
Reposición de las redes de distribución	Mejoramiento de la calidad del servicio para los circuitos de nivel 2.	\$ 12.734	\$ 10.962
Total general		\$ 58.001	\$ 42.600

Fuente: ESSA, 2019.

De acuerdo con la información presentada por el operador para el año 2019, ESSA ejecutó un total de \$156.323 MCOP con respecto a un monto planeado de \$161.980 MCOP, logrando un cumplimiento del 96,51% en la ejecución del Plan de Inversión aprobado por la CREG, lo cual es coincidente con el porcentaje de ejecución calculado por la SSPD dentro de las acciones de vigilancia en base a la información reportada en el SUI por el operador para el año 2019.

Gráfica 30. Porcentaje de Ejecución de los Proyectos por Nivel de Tensión

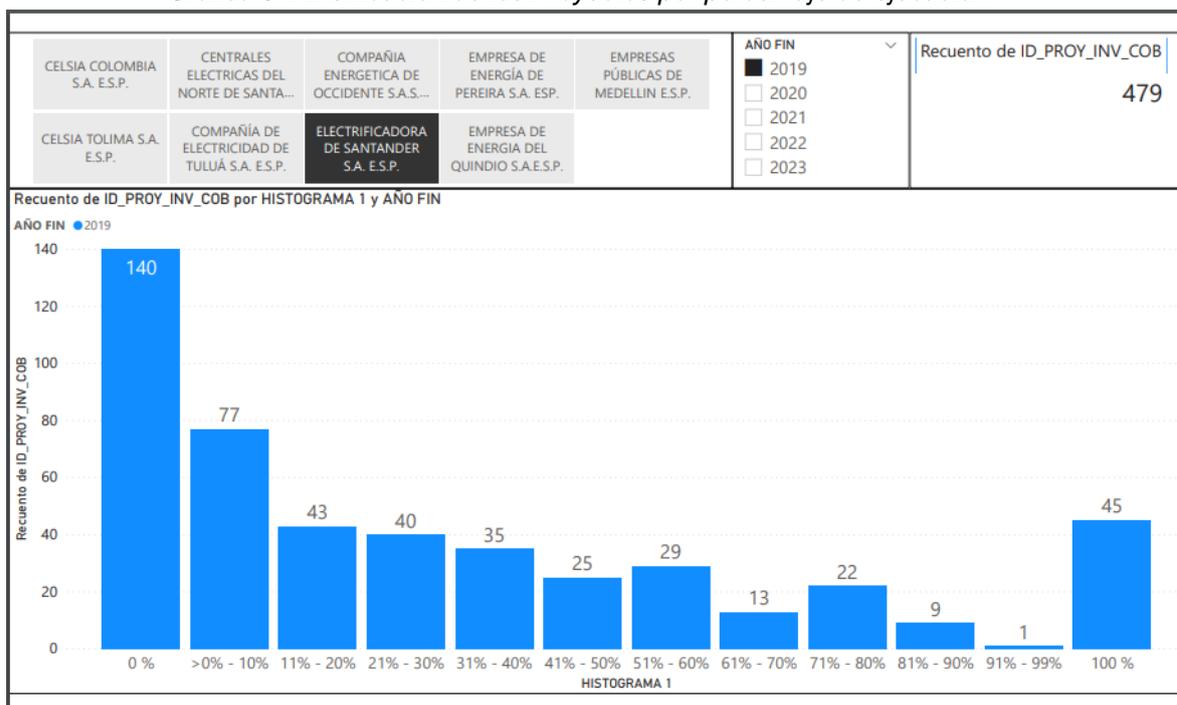


Fuente: Reporte SUI. Elaboración DTGE 2019

Además, ESSA presenta porcentajes de ejecución variados de acuerdo con el nivel de tensión de los proyectos. En nivel 1, el porcentaje de ejecución sobre el valor aprobado alcanza el 161,6%, mientras en el nivel de tensión 3 es de 50.5%. ESSA expresa en la

reunión de revisión, que los proyectos de nivel 1 han requerido unidades constructivas adicionales, y han variado en las cantidades proyectadas que son necesarias para la terminación de los proyectos, lo cual ha generado aumento en el valor de ejecución ya que para proyectos de nivel 1 es más compleja la identificación al detalle de las UC cuantificables en la etapa de planeación. ESSA continúa implementando procesos de mejora en la planeación y ejecución de los proyectos en todos los niveles de tensión.

Gráfica 31. Distribución de los Proyectos por porcentaje de ejecución



Fuente: Reporte SUI. Elaboración DTGE. 2019

Dentro del análisis realizado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía DTGE de la SSPD con base en la información reportada en el SUI por el OR, se identifica el estado de los proyectos del Plan de Inversión en el año 2019, discriminados por porcentajes de avance. De un total de 479 proyectos, 45 proyectos tienen ejecución del 100%, 220 proyectos están en un porcentaje de ejecución entre el 10 a 50%, 74 proyectos presentan un porcentaje de ejecución entre el 50 y el 90%, y 140 proyectos se encuentran en estado de no ejecución, que corresponde a un porcentaje de 29,20% del total de los proyectos planteados para el año 2019.

ESSA ha presentado dentro del tiempo y de manera completa el cargue de la información de los formatos de Planes de Inversión en el SUI (*PI1 Inventario de Planes de Inversión, PI2 Seguimiento a Planes de Inversión, PI3 Inventario de Proyectos de Inversión, PI4 Seguimiento a Proyectos de Inversión*), lo cual permite hacer vigilancia por parte de la SSPD a la ejecución del Plan de Inversiones dentro del cumplimiento de la regulación vigente. Así mismo, dentro del *Informe de Ejecución al plan de Inversiones regulatorio 2019 CREG 015 de 2018*, ESSA presenta la relación de desviaciones por proyecto presentadas en Plan de Inversiones argumentando lo siguiente:

“Las acciones desarrolladas por ESSA que se puede considerar como desviaciones, son ejecuciones de activos que hacen parte de los proyectos existentes, los cuales fueron desarrollados teniendo en cuenta los criterios del

capítulo 6 de la CREG 015 de 2018. Estos activos incluyen debido a los riesgos potenciales que afectarían la confiabilidad y calidad del servicio y están reportados principalmente en los proyectos de expansión SDL, reposición SDL y pérdidas”.

Tabla 37. Desviaciones en la ejecución del Plan de Inversiones 2019

Nombre proyecto	Aprobado 2019	Ejecutado Planeado	Ejecutado desviación	Ejecutado total 2019
Adecuación de obras civiles en subestaciones	\$ 337	\$ 294	\$ 192	\$ 486
Aumento capacidad de transformación en subestaciones	\$ 1.210	\$ 0	\$ 1.576	\$ 1.576
Compra de activos existentes y/o futuros	\$ 1.755	\$ 169	\$ 1.059	\$ 1.228
Expansión de las redes de distribución	\$ 12.164	\$ 1.038	\$ 8.713	\$ 9.750
Expansión subestación Palenque 230/115 kV y ampliación transformación subestación Real Minas 115 kV	\$ 22.218	\$ 22.218	0	\$ 22.218
Instalación de equipos para el mejoramiento de la calidad del servicio	\$ 4.508	\$ 1.335	\$ 5.344	\$ 6.679
Instalación de equipos reconectores y detectores de falla (cumplimiento regulatorio CREG-015-2018)	\$ 7.827	\$ 3.427	\$ 2.307	\$ 5.734
Inversión en gestión de activos	\$ 525	0	0	0
Línea Barranca - Puerto Wilches 115 kV	\$ 13.583	\$ 10.639	\$ 3.828	\$ 14.467
Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	\$ 1.530	0	0	0
Mejoramiento en redes del SDL	\$ 32.110	\$ 10.472	\$ 18.521	\$ 28.993
Programa de Puntas y Colas 295	\$ -	\$ 804	\$ 9.412	\$ 10.217
Proyecto gestión y control pérdidas de energía - ESSA	\$ 12.416	\$ 1.687	\$ 7.788	\$ 9.475
Reconfiguración y expansión subestación Barranca 230/115kV	\$ 38.263	\$ 33.698	0	\$ 33.698
Reposición de las redes de distribución	\$ 12.734	\$ 2.825	\$ 8.138	\$ 10.962
Reposición y mejoramiento líneas de transmisión de 110kV	\$ 198	0	\$ 675	\$ 675
Reposición y modernización de la subestación Sabana de Torres (REMOS II)	\$ 71	\$ 7	\$ 6	\$ 13
Reposición y modernización de la subestación San Alberto (REMOS II)	\$ 267	\$ 138	\$ 14	\$ 152
Reposición y modernización subestación Palos (REMOS II)	\$ 133	0	0	0
Reposición y modernización subestación San Gil (REMOS II)	\$ 133	0	0	0
Total general	\$ 161.980	\$ 88.751	\$ 67.572	\$ 156.323

Fuente: ESSA, 2019

3.3.7 Programa de Gestión de Activos

De acuerdo con el *Informe de Ejecución al plan de Inversiones regulatorio 2019 CREG 015 de 2018*, respecto a la Gestión de Activos ESSA se encuentra en un nivel de madurez “EN DESARROLLO”, aplicando la metodología IAM bajo la norma ISO55001, demostrando que identifica los medios de cumplimiento de manera sistemática y consistente de los requisitos y puede demostrar que estos medios “*están siendo desarrollados en planes de manera creíble y con los recursos necesarios*”. De esta manera, ESSA lleva a cabo el proyecto de implementación de un sistema de gestión de activos que incluye un sistema informático de soporte que se plantea sea certificable a 2023.

Dentro de las actividades de este proyecto se establecen; ajuste de procesos, implementación de metodologías de gestión en el ciclo de vida del activo, capacitación de los empleados, inversión en software IBM Máximo, inversión en software de toma de decisiones, inversión en software para el reporte de unidades constructivas e inversión

en software en gestión de trabajo en campo. El avance del proyecto de gestión de activos es de 48,03% y de 100% de nivel de cumplimiento del cronograma de trabajo, finalizando el proyecto en 2022 y proyectando la certificación para 2023.

3.3.8 Plan de Gestión de Pérdidas. CREG 015 de 2018

3.3.8.1 Contexto Regulatorio

Mediante la Resolución CREG 103 de 2019 se aprueba para ESSA, en el artículo 14, los *índices de pérdidas eficientes Pej* para los niveles de tensión 3 (1,85%), nivel 2 (1,73%) y nivel 1 (9,96%). De igual manera en el *artículo 16*, se define el *Costo Anual del Plan de Gestión de Pérdidas* en un valor de \$8.015.441.240 (*pesos de diciembre de 2017*). ESSA se encuentra actualmente dentro de un Plan de Mantenimiento de Pérdidas.

3.3.8.2 Avance en la Ejecución del Plan de Gestión de Pérdidas

De acuerdo con la información presentada por ESSA en el *Informe de Ejecución al plan de Inversiones regulatorio 2019 CREG 015 de 2018*, se incluyen dentro de la gestión realizada por la Gerencia de Conexiones los avances en reducción y control de energía para el año 2019. ESSA definió un plan de acción conforme a la senda propuesta para la solicitud de aprobación del plan de reducción de pérdidas de energía conforme a lo establecido en el capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018, enfocado en *“la identificación de circuitos de altas pérdidas, intervención en zonas con tendencia a conductas fraudulentas, intervención de asentamientos humanos subnormales, reposición de activos por antigüedad y mitigación de riesgos identificados”*.

Dentro de este plan de acción se establecieron como las líneas de inversión más significativas; la instalación de macromedidores, transformadores de distribución y redes de media tensión contenidas dentro del plan de gestión de pérdidas de energía del operador. ESSA reporta una ejecución de 79% de la inversión prevista para el año 2019 dentro del Plan de Gestión de Pérdidas.

Gráfica 32. Tipo de Inversión para Reducción y Control de Energía



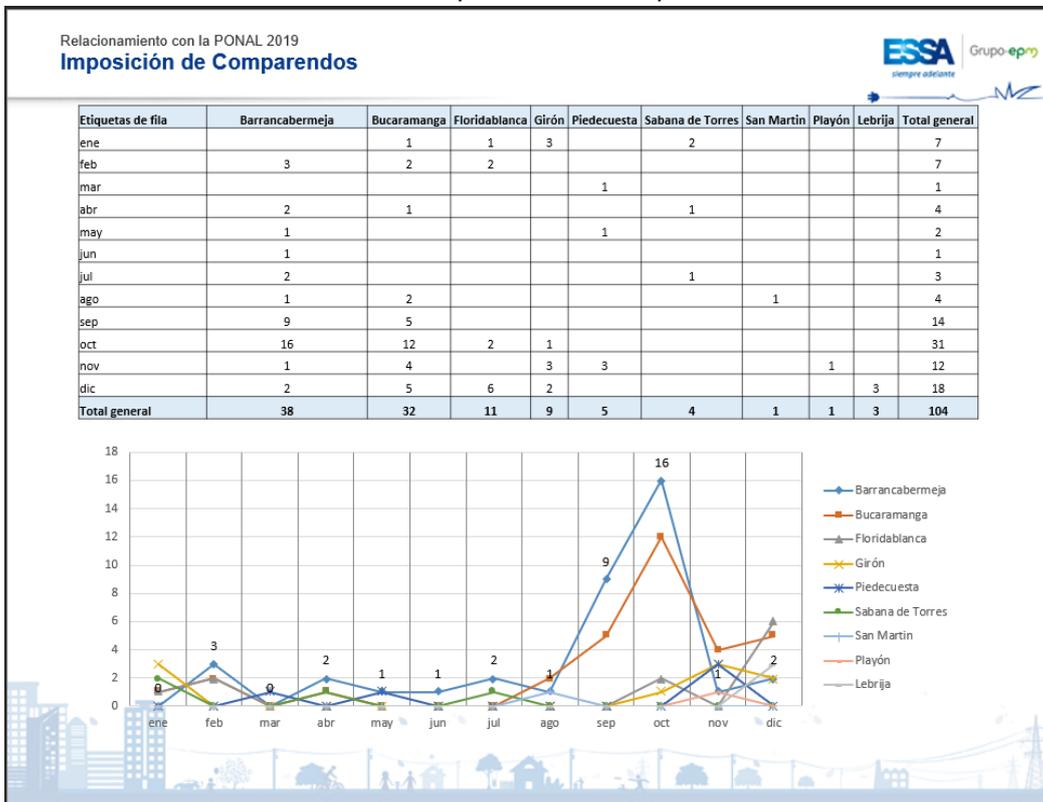
Fuente: ESSA, 2019

- Gestión Social para Reducción de Pérdidas

Como parte de las estrategias implementadas por ESSA para abordar el tema de gestión para la reducción de pérdidas de energía, se desarrollan programas de gestión social de manera transversal a los programas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas del operador. Desde la Subgerencia de Conexión se realizan campañas de relacionamiento con la policía para la recuperación de energía, brindando capacitación al personal de la autoridad y a la comunidad sobre el “*Delito de Defraudación de Fluidos*” contemplado como tal en las leyes colombianas. (Artículo 256 del Código Penal Colombiano, Artículo 28 del Código Nacional de Policía y Convivencia. Durante el año 2019 se reportan, sobre los cuales se colocan comparendos a los usuarios infractores de la norma reportando un total de 104 comparendos durante 2019, y se trabaja de manera focalizada con los grupos de interés sobre los beneficios de la legalidad como una manera de fortalecer las conductas de los usuarios hacia conexiones legales y pago oportuno por el uso del servicio de energía.

Se hace énfasis en las campañas con la comunidad sobre las razones para combatir este delito: “*atenta contra la calidad del servicio de energía, perjudica a clientes y usuarios legales, disminuye la capacidad de inversión social, fomenta antivalores y cultura de ilegalidad, pone en riesgo la vida y la integridad de las personas y genera detrimento económico para las empresas prestadoras de servicios públicos*”. Estas campañas han logrado resultados positivos reflejados en mejoras de relacionamiento con las comunidades, cambio en hábitos de pago y conciencia de los usuarios en la responsabilidad de pagar por el servicio suministrado.

Gráfica 33. Imposición de Comparendos



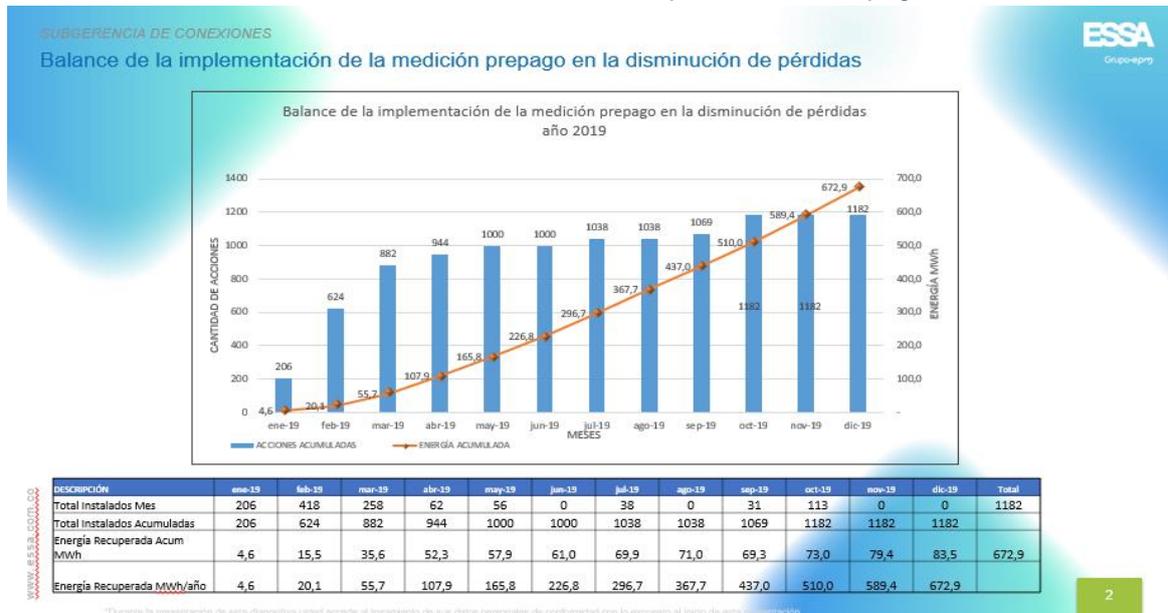
Fuente: ESSA, 2019

- Implementación de la solución prepago como estrategia para reducción de pérdidas de energía y mejoras en el recaudo de cartera.

ESSA ha implementado la solución de medición prepago como una estrategia para reducción de pérdidas de energía y mejora en el recaudo de la cartera vencida. De acuerdo con la información suministrada por el operador, la implementación de esta solución ha generado resultados positivos en los dos aspectos, por lo cual el operador proyecta mantener el despliegue de esta solución para lo cual desarrolla una gestión social continua con las comunidades.

Durante el año 2019 ESSA instaló 1.182 medidores prepago, con los cuales obtuvo una recuperación de energía de 672,9 KWh en el año, con una labor social registrada en 1200 acciones acumuladas, definidas estas como el trabajo de gestión social permanente con los usuarios para hacer efectiva la implementación de la solución en estas zonas.

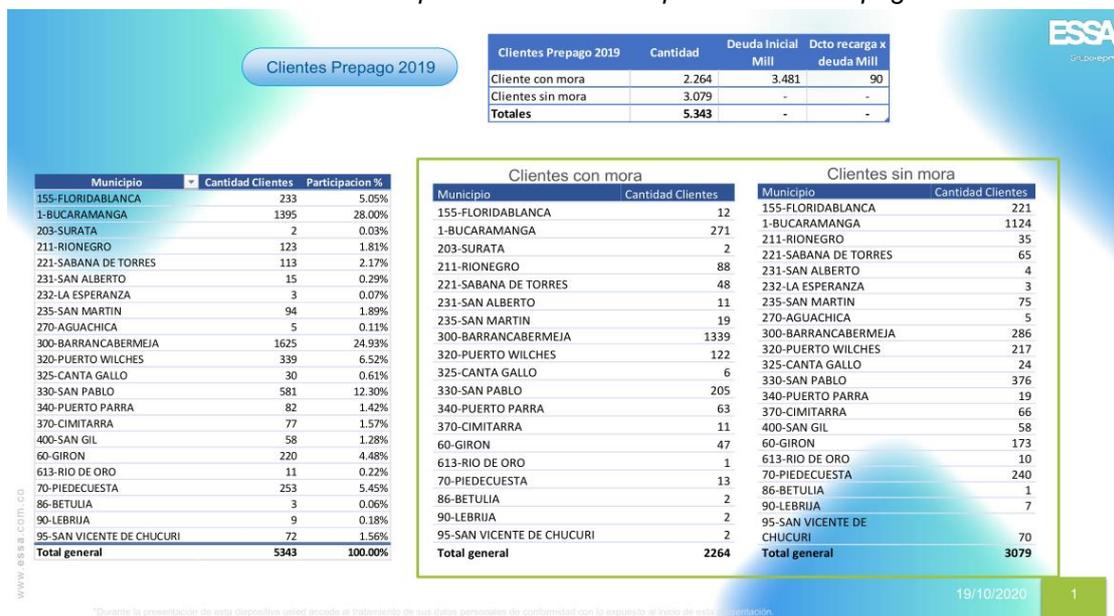
Gráfica 34. Disminución de Pérdidas por Solución Prepago



Fuente: ESSA, 2019

De igual manera, la implementación de la solución prepago en el mercado de ESSA le ha permitido al operador obtener resultados positivos en el tema de recuperación de cartera vencida. Para el año 2019 ESSA reporta instalación de medición prepago en 22 municipios, con un total de 3.079 usuarios sin mora y 2.264 usuarios con mora, permitiendo una recuperación de \$90 Millones, sobre un total de deuda acumulada de \$3.481 Millones, lo cual corresponde a 2,58% para el año 2019.

Gráfica 35. Recuperación de Cartera por Solución Prepago



Fuente: ESSA, 2019

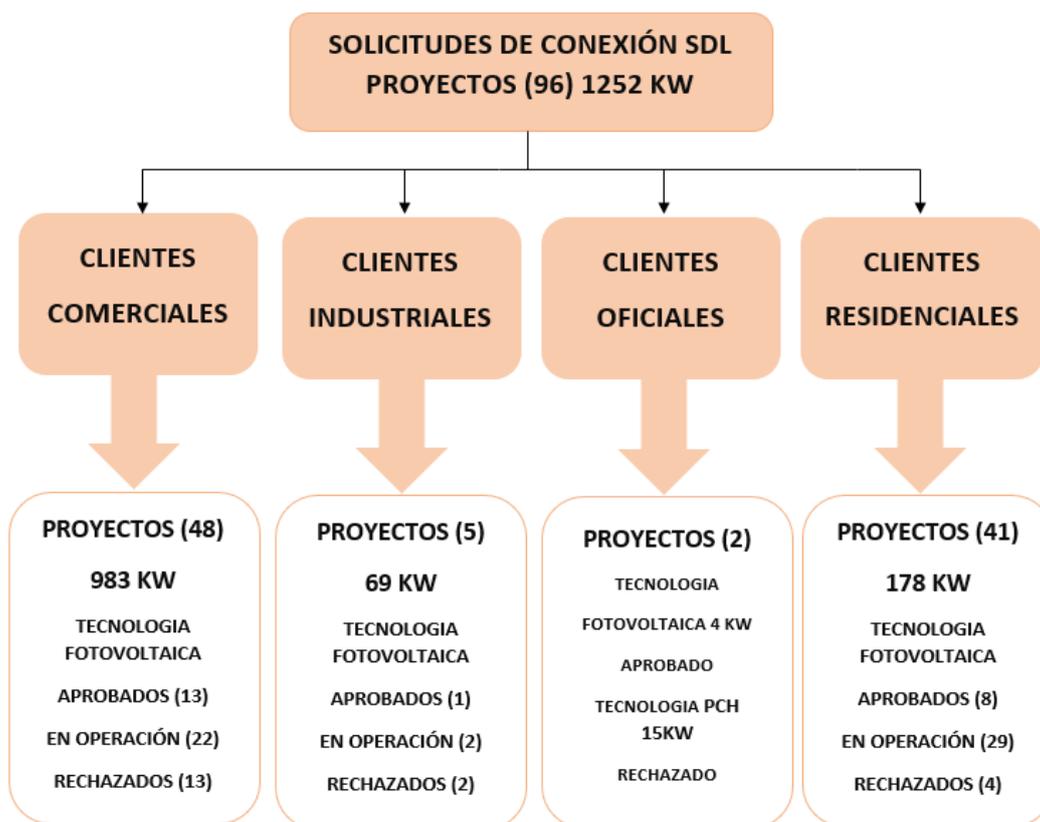
ESSA continuará implementando, dentro de su estrategia empresarial, la “Solución Prepago”, considerando que permite a mediano plazo la recuperación de la cartera vencida sin posibilidades de recuperación y promueve la participación activa de los usuarios sobre el uso eficiente de la energía donde se expresa por parte de los usuarios que el consumo es menor a lo que se facturaba en soluciones de medición tradicional, o se les facturaba por consumos comunitarios.

3.3.9 Solicitudes de Conexión en el SDL

De acuerdo con la información remitida por ESSA, a corte del año 2019 se tienen 96 solicitudes de puntos de conexión en el SDL que opera la empresa con un total de 1.252 KW. En el diagrama de la Gráfica 36 se presenta la distribución de proyectos por tipo de cliente, tipo de tecnología y el estado de las solicitudes a cierre diciembre de 2019.

En 2019 ESSA ha tramitado 96 solicitud de conexión al SDL, de proyectos principalmente de Tecnología Fotovoltaica de los cuales 24% han sido aprobados, 21% han sido rechazados y 55% proyectos se encuentran en operación. Del total de las solicitudes de conexión al SDL, el 86% tienen una ubicación del proyecto en área urbana mientras el 14% están ubicados en área rural. En la totalidad de los proyectos se plantea entrega de excedentes a la red.

Gráfica 36. Solicitud de Conexiones al SDL



Fuente: ESSA, 2019. Elaboración DTGE

4.4. RETIE

4.4.1. Análisis por proceso.

Para el desarrollo de la evaluación Integral, se requiere a la empresa aportar un informe correspondiente a la gestión que adelanta frente al cumplimiento de la evaluación de los riesgos de origen eléctrico y del RETIE. La empresa aportó información sobre este requerimiento, la cual fue revisada y confirmada durante una reunión virtual realizada el 6 de octubre de 2020, en atención de las disposiciones a razón de la emergencia nacional por COVID19. La evaluación integral analizó el cumplimiento de los requisitos del RETIE aplicables a los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización en los que la empresa desarrolla actividades.

4.4.2. Accidentes de Origen Eléctrico.

De acuerdo con lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, en la ESSA durante el año 2019, se registraron los siguientes accidentes de origen eléctrico asociados con colaboradores de la empresa:

Tabla 38. Accidentes de origen eléctrico reportados por ESSA en 2019

No.	Origen del accidente	Causa del accidente	Medidas de control
1	Desatención de normas técnicas	Contacto directo	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.
2	Desatención de normas técnicas	Contacto directo	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.
3	Rayos	Rayos	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.
4	Rayos	Rayos	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.
5	Cortocircuito	Arcos eléctricos	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.
6	Desatención de normas técnicas	Cortocircuito	Se realiza investigación del accidente y se establece plan de acción con los controles a implementar según lista de priorización de causas.

Fuente: ESSA, 2019. Elaboración DTGE

4.4.3. Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

La ESSA, reporta cumplimiento del requisito del artículo 8 del anexo técnico del RETIE, en cuanto a la existencia de un “*programa de salud ocupacional*” el cual ha sido implementado dentro del alcance del sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo y su implementación evaluada por la ARL.

4.4.4. Acciones de prevención del riesgo frente a los usuarios.

ESSA, reporta la ejecución de diferentes actividades de promoción y prevención del riesgo de origen eléctrico, dando alcance la capacitación en RETIE de las autoridades municipales del orden territorial y policivo, y a la comunidad en general. Adicionalmente reporta la realización de campañas, capacitaciones, cuñas radiales, y demás actividades similares; todo ello en función del cumplimiento del artículo 26.2 del anexo técnico del RETIE.

4.4.5. Evaluación del nivel de riesgo:

Se encontró la existencia de la evaluación del nivel del riesgo de origen eléctrico en la infraestructura de generación, transmisión y distribución, conforme al artículo 9.2 del anexo técnico del RETIE.

4.4.6. Aspectos por mejorar:

Es necesario realizar la implementación de todas las medidas de control del riesgo de origen eléctrico establecidas dentro de la matriz de identificación de peligros y valoración del riesgo conforme a la evaluación adelantada por la empresa.

4.4.7. Pólizas

En cuanto a las pólizas, ESSA cuenta con tres pólizas de aseguramiento. La primera es denominada “*Daños Materiales, Terrorismo y Lucro Cesante TRDM&LC*” con la Aseguradora Seguros Generales Suramericana S.A, en modalidad anual que tiene un

periodo de cobertura del 1 de julio de 2020 al 30 de junio 2021; por lo que actualmente, se encuentran amparados y asegurados equipos e infraestructura civil y eléctrica contra todo riesgo o daño físico.

Respecto a la segunda póliza denominada “*TRDM Multilatina Menor*” con la Aseguradora Seguros Generales Suramericana S.A, en modalidad anual que tiene un periodo de cobertura del 01 de julio de 2020 al 30 de junio 2021; por lo que actualmente, se encuentran amparados y aseguradas Subestaciones menores y todos los bienes muebles o inmuebles de toda clase y descripción, pertenecientes al Asegurado o bajo su cuidado, custodia o control o por los cuales el Asegurado pueda ser legalmente responsable.

Finalmente, la última póliza denominada “*Responsabilidad Civil Extracontractual*” con la Aseguradora Seguros Generales Suramericana S.A, en modalidad anual que tiene un periodo de cobertura del 01 de junio de 2020 al 30 de junio 2021; por lo que actualmente, se encuentra amparado y asegurado el riesgo de pérdida del patrimonio, en razón a las indemnizaciones que deba asumir en virtud de la responsabilidad que le sea atribuible por los daños materiales o personales a terceros.

En la Tabla 39 se muestra la información referente a cada una de las pólizas adquiridas por la empresa.

Tabla 39. Relación de Pólizas ESSA.

Aseguradora	Póliza	Interés asegurado
Seguros Generales Suramericana S.A	Daños Materiales, Terrorismo y Lucro Cesante TRDM&LC	Interés asegurado: Subestaciones eléctricas principales y PCH Cascada y Palmas. Todo Riesgo de Pérdida o Daño Físico Directo incluyendo Obras Civiles Terminadas, Rotura de Maquinaria, Equipos Eléctricos y Electrónicos y Lucro Cesante.
Seguros Generales Suramericana S.A	TRDM Multilatina Menor	Interés asegurado: Subestaciones menores y todos los bienes muebles o inmuebles de toda clase y descripción, pertenecientes al Asegurado o bajo su cuidado, custodia o control o por los cuales el Asegurado pueda ser legalmente responsable, incluyendo, pero no limitado a: Edificios, contenidos, mercancías, maquinaria y equipo (mecánico, eléctrico y electrónico) entre otros
Seguros Generales Suramericana S.A	Responsabilidad Civil Extracontractual	Interés asegurado: Amparar el riesgo de pérdida del patrimonio, en razón a las indemnizaciones que deba asumir en virtud de la responsabilidad que le sea atribuible por los daños materiales o personales causados a terceros con ocasión de los hechos que sucedan durante el desarrollo de las actividades propias. Igualmente se cubren las indemnizaciones que deba asumir el asegurado por la responsabilidad en fallas en la prestación del servicio de energía; la responsabilidad patronal que le sea atribuible por los accidentes de trabajo que sufran sus trabajadores, entre otros.

Fuente: ESSA.

5. ASPECTOS COMERCIALES

5.1. Balance de Energía y Contratos - Operación comercial 2019

A continuación se presenta la relación de operación comercial del 2019 de la energía comercializada en el mercado energía mayorista – ESSA

Tabla No. 38. Energía comercializada en el mercado energía mayorista – ESSA

CONTRATOS BILATERALES	EPM	SCO-AOC-0032-14 EPM CT-2014-001356
		SCO-AOC-0035-14
		AGC-00043-14 EPM CT 2015-000260
		AGC-000006-2015
		AGC-010-2018
	ISAGEN	SCO-AOC-0033-14 ISAGEN No. 40000888
	EMGESA	SCO-AOC-0034-14 / EMGESA EM-14-0237
	GENERARCO	AGC-004-2016
	URRA	AGC-005-2016
	EPSA	AGC-011-2018
COMPRAS EN BOLSA	XM	Contrato mandato
VENTAS EN BOLSA		

Fuente: ESSA

5.1.1. Nivel de Contratación y nivel de Exposición en Bolsa

ESSA manifiesta que para el año 2019 tuvo una demanda comercial en Gwh de 2.210, una compra en contratos de 1950 GWh, un nivel de contratación de 88,25% y un nivel de exposición a bolsa de 11.75%.

Relación de sus principales proveedores.

Tabla 40. Proveedores ESSA - 2019

Proveedor
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A E.S.P
ISAGEN S.A ESP
EMGESA S.A ESP
GENERARCO
URRA
EPSA

Fuente: ESSA

Tabla 41. Contratos de ESSA firmados con otros agentes de su mercado regulado

PROVEEDOR	CONTRATO	CÓDIGO SIC	MODALIDAD	Energía kWh	%
EPM	SCO-AOC-0032-14	28058	Paguelo contratado	83.101.656	4%
	EPM CT-2014-001356	28059		83.100.608	4%

	SCO-AOC-0035-14	28209	Paguelo contratado	26.280.000	1%
	AGC-00043-14 EPM CT 2015-000260	28947	Paguelo contratado	220.655.914	11%
		28950		220.655.914	11%
	AGC-000006-2015	29403	Paguelo contratado	160.692.544	8%
		29404		107.128.608	5%
	AGC-010-2018	34882	Paguelo contratado	103.478.758	5%
		34935-		5.904.203	0%
		34936-			
		34937-			
		34938-			
		34939-			
		34940-			
		34941-			
	34942-				
	34943-				
	34946-				
	34950-				
	34951				
ISAGEN	SCO-AOC-0033-14 ISAGEN No. 40000888	28802	Paguelo contratado	239.999.999	12%
EMGESA	SCO-AOC-0034-14 / EMGESA EM-14-0237	28704	Paguelo contratado	568.296.821	29%
GENERARCO	AGC-004-2016	30877	Paguelo contratado	52.560.000	3%
URRA	AGC-005-2016	30916	Paguelo contratado	77.040.000	4%
EPSA	AGC-011-2018	35267	Paguelo contratado	1.192.959	0%

Fuente: ESSA

Tabla 42. Descripción de las transacciones realizadas en el mercado mayorista.

COSTOS POR PRESTACION DE SERVICIOS	(millones de pesos colombianos)
Compras de energía	\$ 470.142
Compras en contratos	\$ 374.917
Compras en bolsa	\$ 67.449
Restricciones globales	\$ 27.776
Costos asociado Transacción mercado mayorista	\$ 2.168
Administración SIC	\$ 577
Coordinación CND	\$ 1.339
Gastos de administración LAC	\$ 252
Uso de líneas, redes y ductos:	\$ 118.684
Peajes STN	\$ 75.064
Peajes STR	\$ 43.154
Peajes SDL	\$ 466

Fuente: ESSA

Frente al cambio a otros agentes o entidades autorizadas para prestar el servicio público de electricidad y de la incorporación de nuevos usuarios, tanto Regulados como No Regulados, dentro y fuera de su mercado -2019 en la Tabla 43 se presenta la relación de dichos cambios.

Tabla 43. Cambio en fronteras comerciales

CÓDIGO FRONTERA	NOMBRE DEL CLIENTE	NUEVO COMERCIALIZADOR	FECHA CAMBIO
Frt31951	CB HOTEL GOURMET S.A.S. - HOTEL CIUDAD BONITA	PEESA	3-ene-19
Frt31946	COMANDO DE INGENIERIOS DEL EJERCITO NACIONAL - BATALLON CIMITARRA	PEESA	3-ene-19
Frt31980	CAJA SANTANDEREANA DE SUB F. CAJASAN SUPER ANDES	RUITOQUE	10-ene-19
Frt32164	EXTRACTORA SAN FERNANDO S.A.	EPM	14-feb-19
Frt32437	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - FLORESTA	VATIA	28-mar-19
Frt32293	COOPERATIVA MULTIACTIVA DE SERVICIOS SOLIDARIOS LTDA - SEDE BUCARAMANGA	PEESA	1-abr-19
Frt32294	LINDE COLOMBIA S.A. - BUCARAMANGA	PEESA	1-abr-19
Frt32549	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - PROVENZA	VATIA	18-abr-19
Frt32551	AUTOSERVICIO LA QUINTA S.A.S.	VATIA	18-abr-19
Frt02462	INDUSTRIAS AVM S.A. - G1	PEESA	18-abr-19
Frt32580	SUPERTIENDAS Y DROGUERIAS OLIMPICA S.A. - STO 630 SOLERI	PEESA	18-abr-19
Frt32606	COMPANIA COLOMBIANA AGROINDUSTRIAL - ECOM CCA S.A.S.	EPSA	25-abr-19
Frt32597	AUTOSERVICIO LA QUINTA S.A.S. - TORCOROMA EQUIPOS DE SUPERMERCADO	VATIA	25-abr-19
Frt32598	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - CR 27	VATIA	25-abr-19
Frt10081	PALMA Y TRABAJO S.A.S.	EPSA	25-abr-19
Frt32633	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - BUCARICA	VATIA	2-may-19
Frt32639	GRUPO FEXVAD S.A.S. - MERCASUR CABECERA	PEESA	2-may-19
Frt32634	SERVIALGUSTO S.A.S - MEDITERRANE LOCAL	VATIA	2-may-19
Frt32640	SUPERMERCADO PANORAMA S.A.S. - AMIGO	PEESA	2-may-19
Frt32635	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - CAÑAVERAL SUPERMA	VATIA	2-may-19
Frt32684	SUPERMERCADOS MAS POR MENOS S.A. - POBLADO	VATIA	9-may-19
Frt32727	SERVIALGUSTO S.A.S. - MEDITERRANE SUPERMERCADO	VATIA	16-may-16
Frt06758	HOTEL SAN JUAN S.A.S.	VATIA	30-may-19
Frt32780	SUPERMERCADO PANORAMA S.A.S. - AUTOPISTA	PEESA	30-may-19
Frt32827	PEDRO JULIO GONZALEZ RUIZ - SNACKS DISTRIBUCIONES	VATIA	30-may-19
Frt32928	ALMACENES ÉXITO S.A. - ÉXITO PASEO DEL PUENTE	PEESA	6-jun-19
Frt33021	ALMACENES EXITO S.A. - EXITO EXPRESS AURORA	PEESA	13-jun-19
Frt05947	WINNER GROUP S.A. - HAVANA CAÑAVERAL	PEESA	13-jun-19
Frt32980	ALMACENES EXITO S.A. - EXITO EXPRESS FLORIDABLANCA	PEESA	13-jun-19
Frt33049	ALMACENES ÉXITO S.A. - CEDI BUCARAMANGA - 1149	PEESA	30-jun-19
Frt33355	INVERSIONES EN RECREACION, DEPORTE Y SALUD S.A. - BODYTECH CACIQUE	PEESA	11-jul-19

Frt33416	CONCENTRADOS ESPARTACO S.A.	PEESA	18-jul-19
Frt33579	MAKRO SUPERMAYORISTA - FLORIDABLANCA	EPM	25-jul-19
Frt33608	JUAN BAUTISTA MEJIA PALENCIA - FAMOPLAST	VATIA	1-ago-20
Frt33563	OXOHOTEL BUCARAMANGA SAS	RUITOQUE	1-ago-20
Frt33799	POLICIA NACIONAL ESTACION LA MATA	RUITOQUE	8-ago-19
Frt33878	AUTOMUNDIAL S.A.	EPSA	15-ago-19
Frt33869	Hoteles de Floridablanca SAS	CHIVOR	15-ago-19
Frt34174	ANGELA SERRANO DE QUINTERO E HIJOS SCA - QUINSAGRO SCA - LA MONEDA	VATIA	29-ago-20
Frt34270	FABRICA DE HIELO LOS PINGUINOS	VATIA	5-sep-19
Frt34251	ANGELA SERRANO DE QUINTERO E HIJOS SCA - QUINSAGRO SCA LA MONEDITA	VATIA	5-sep-19
Frt34485	COMANDO DE INGENIEROS DEL EJERCITO NACIONAL - BALUD INSTALACIONES	PEESA	12-sep-19
Frt34484	COMANDO DE INGENIEROS DEL EJERCITO NACIONAL - BAGAL INSTALACIONES	PEESA	12-sep-19
Frt34342	NUTRIMEZCLAS Y ACEITES	EPM	12-sep-19
Frt35216	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL FLB CAÑAVERAL	VATIA	10-oct-19
Frt35217	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL RIO BUC MUTIS	VATIA	10-oct-19
Frt35218	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL BUC PALOMITAS	VATIA	10-oct-19
Frt35215	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL BUC LOS PINOS	VATIA	10-oct-19
Frt35214	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL SND SABANA DE TORRES	VATIA	10-oct-19
Frt01774	AVIDESIA MC POLLO S.A. FRIGORIFICO LOS ANDES	EPM	17-oct-19
Frt35514	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL CAV BMANGA CENTRO	VATIA	31-oct-19
Frt35519	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL BUC CABRERA	VATIA	31-oct-19
Frt35516	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL BCA PTE ELEVADO	VATIA	31-oct-19
Frt35777	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL SND BARICHARA	VATIA	14-nov-19
Frt35776	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL BCA GALAN GOMEZ	VATIA	14-nov-19
Frt35780	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL BUC FLORIDABLANCA	VATIA	14-nov-19
Frt35778	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND PIEDECUESTA 2	VATIA	14-nov-19
Frt35775	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND SAN GIL 3	VATIA	14-nov-19
Frt35771	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND VELEZ 2	VATIA	14-nov-19
Frt35774	ARENERA LOS PINOS LTDA	VATIA	14-nov-19
Frt35880	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND MALAGA 1	VATIA	21-nov-19
Frt35879	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND MALAGA 3	VATIA	21-nov-19
Frt35941	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND GIRON 1	VATIA	21-nov-19
Frt24380	GOBERNACION DE SANTANDER 1	ESANT	21-nov-19

Fr35947	PROCALCO S.A.S.	VATIA	28-nov-19
Fr35950	LOCAL COMERCIAL 101	RUITOQUE	1-dic-19
Fr36095	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL BCA CAMPESTRE	VATIA	12-dic-19
Fr36094	COMUNICACION CELULAR S.A. -COMCEL SND PTO WILCHES	VATIA	13-dic-19
Fr36089	COMUNICACION CELULAR S.A. - COMCEL SND VADO REAL	VATIA	14-dic-19
Fr36118	AGREGADOS LA PAYOA LTDA.	VATIA	15-dic-19
Fr36119	OPERADORA AVICOLA COLOMBIA S.A.S. - GRANJA GRANADA	VATIA	16-dic-19
Fr36292	GRUPO FEXVAD S.A.S. - MERCASUR FLORIDABLANCA	VATIA	26-dic-19

Fuente: ESSA

5.1.2. Planes de recuperación de energía

La ESSA tiene dos líneas de acción: reducción y control, en las cuales enfoca su plan de recuperación de energía.

La línea de reducción tiene como fin acciones que afectan la infraestructura de la empresa y propenden a incrementar la facturación mediante la adecuación de la red (Expansión y reposición de redes de media y baja tensión, divisiones de carga, cambio o instalación de transformadores, cables especiales y postes, macro medidor en transformadores, construcción de red y normalización de la medida en Asentamientos Humanos Subnormales)

La línea de control esta direccionada a mantener el indicador mediante acciones que prevengan la conexiones ilegales y reincidencia al fraude (Revisiones de clientes industriales, Revisiones probabilísticas RI, Observaciones de lectura, atención de PQR'S y denuncias y procesos de recuperación de energía vía administrativa.). La siguiente tabla muestra las metas planteadas y alcanzadas durante el periodo de 2019

Tabla 44. Metas planteadas y alcanzadas durante el periodo de 2019

2019		META			EJECUTADO			% CUMPLIMIENTO
		REDUCCIÓN	CONTROL	TOTAL	REDUCCIÓN	CONTROL	TOTAL	
GWh	ENE.	5,58	0,10	5,68	5,50	0,42	5,92	104%
	FEB.	6,18	0,20	6,38	5,52	0,44	5,96	93%
	MAR.	5,93	0,30	6,23	5,58	0,55	6,13	98%
	ABR.	6,51	0,40	6,90	5,62	0,84	6,46	94%
	MAY.	6,79	0,50	7,29	6,49	1,03	7,52	103%
	JUN.	7,37	0,60	7,97	6,56	0,89	7,46	94%
	JUL.	6,38	0,70	7,08	6,05	1,18	7,23	102%
	AGO.	6,49	0,80	7,29	6,20	1,37	7,57	104%
	SEP.	6,55	0,90	7,45	6,19	1,12	7,31	98%
	OCT.	6,71	1,03	7,73	6,03	1,21	7,23	94%
	NOV.	6,76	1,11	7,87	6,11	1,59	7,70	98%
	DIC.	6,92	1,21	8,14	5,96	1,74	7,70	95%
TOTAL		78,17	7,85	86,02	71,82	12,38	84,20	98%

Fuente: ESSA

A corte diciembre de 2019, se recuperaron 84.2 GWh con un cumplimiento del 98% de la meta planeada, en gran parte la desviación del cumplimiento de la meta propuesta se debió a:

- Resistencia de las comunidades para realizar actividades con reducción y control de energía en los municipios pertenecientes a la Magdalena Medio.
- Reincidencia al fraude mediante la implementación de nuevas tecnologías para defraudar energía realizándole ajustes internos a los medidores o mediante vulneración del blindaje.

En la planeación se incluyó la normalización de asentamientos humanos subnormales, pero existen casuísticas tales como:

- Zonas protegidas por la CDMB con riesgos de seguridad por remoción de masas,
- AHS con incumplimiento de seguridad por distancias RETIE,
- AHS ubicados en predios de terceros, AHS sobre vías con plan de expansión,
- AHS cuya normalización no es avalada por las administraciones municipales, entre otros que imposibilitan la ejecución de las actividades planeadas.

5.1.3. Mercado atendido ESSA

ESSA cubre el mercado regulado atendiendo clientes y usuarios en los 87 municipios de Santander, en 5 de Norte de Santander, 4 del Cesar, 2 en Boyacá, 2 en Bolívar y 1 de Antioquia, con una participación en el mercado del 72% de la energía que se comercializa.

Gráfica 37. Participación en el mercado atendido por el OR



Fuente: Elaboración DTGE

5.2. Medición

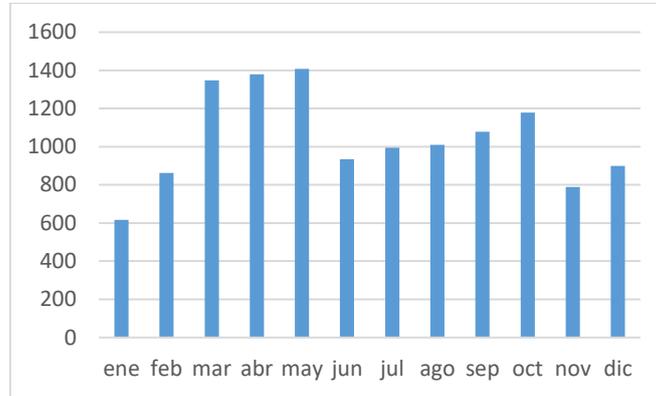
5.2.1. Información relacionada con el proceso de medición a usuarios finales

Actualmente ESSA maneja tres tipos de facturación: Facturación estándar, facturación en sitio y facturación prepago; para los dos primeros tipos de facturación los periodos son mensuales, y para facturación prepago se realiza a través de recargas con base en el consumo y presupuesto del cliente y usuario. A diciembre de 2019, ESSA contaba con 838.463 clientes y usuarios de los cuales 628.672 se encuentran en la zona urbana y 209.791 en la zona rural.

Tabla 45. Cambios de los medidores realizados durante el año 2019

Cambio de medidores	Legalización de medidores
153	11.103

Gráfica 38.: Proporción mensual de PQR – ESSA 2019



Fuente: ESP

Tabla 46. Número de usuarios por tipo de lectura (aforo, promedio, lectura real, otro método en caso de que aplique)

Tipo de Usuarios	Lectura Real	Promedio	Sin Medidor
Acueductos	46	9	
Alumbrado Público	19	1	75
Comercial	66.597	2.407	511
Industrial	9.329	655	135
Oficial	4.747	576	101
Provisional	94	6	6
Residencial	725.178	17.375	1.911
Total	806.010	21.029	2.739

Fuente: ESP

La empresa manifiesta que la falta de lectura de un medidor se puede presentar porque al momento de realizar la lectura durante la ejecución de la correría no se encuentre un medidor instalado en la vivienda o estando instalado el medidor, no sea posible determinar el registro de lectura correspondiente ya sea porque se encuentra en mal estado, porque no es posible el acceso al predio o por alguna situación de orden público o ambiental.

Al medidor de una instalación se le reporta una CAUSA DE NO LECTURA, cuando después de que el contratista agota todos los recursos de que dispone en el terreno, no tiene la posibilidad de acceder hasta el medidor para obtener el registro correspondiente o teniendo la posibilidad de acceder hasta el medidor no es posible determinar la lectura a ingresar en la terminal portátil.

Tabla 47. Estado de calibración de los medidores ESSA - 2019

Tipo de Medidor	Monofásico	Trifásico	Trifilar	Total general
Cantidad	28.022	3.877	4.704	36.603

Fuente: ESP

Tabla 48. Fronteras comerciales de representación de ESSA - 2019

Tipo de Frontera	Total
Comercialización entre agentes	21
Distribución	112
Regulado	2
Total	135

Fuente: ESP

Tabla 49. Clasificaciones de fronteras por nivel de tensión

Tensión kV	Número de Fronteras
0,208	1
13,2	6
13,8	1
14,4	1
34,5	88
115	28
230	10
Total general	135

Fuente: ESP

Tabla 50 Clasificación de fronteras por operadores de RED

Operador de Red	Número de fronteras
EEBD (EBSA)	5
EPMC	1
ESSA S.A E.S.P	112
ESSD	6
STN	1
STN-ESSD	10
Total	135

Fuente: ESP

5.2.2. Sistema de comunicación empleado CGM - ESSA

En el CGM de ESSA se cuenta con el software multivendor o MDC (Meter Data Collector) llamado Primeread para realizar la lectura remota de los medidores de las fronteras representadas por ESSA a través de Telemetida y con el software Primemobile para descargar las lecturas en sitio o de manera local a través del puerto óptico del medidor.

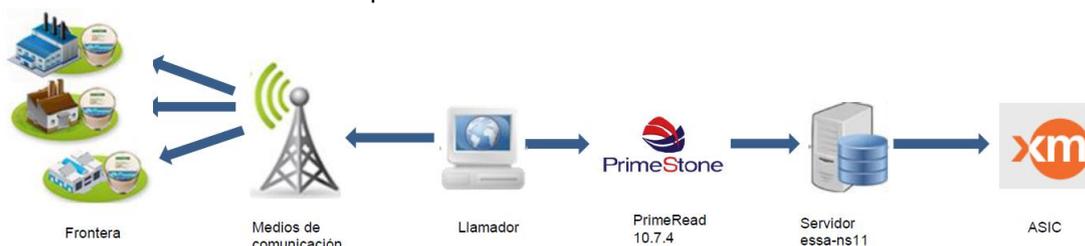
Para las fronteras ubicadas en subestaciones de ESSA que cuentan con red MPLS, la comunicación remota con el medidor se tiene a través del equipo switch AR2504H, con este equipo que se encuentra en la subestación se realiza la conexión VPN Site to Site contra el Firewall que se encuentra en el edificio principal de ESSA donde se encuentran los llamadores y el servidor. En este dispositivo se tienen funciones de Vlan capa 2 y capa 3, adicionalmente configuración de Port Security, para evitar conexiones no autorizadas.

En el caso de las fronteras que no cuentan con red MPLS, la comunicación remota se establece a través de router GPRS ROBUSTEL, con este equipo se realiza la conexión

a través de VPN sobre IPSec con otro equipo llamador ubicado en la oficina del CGM para garantizar la seguridad y evitar conexiones no autorizadas.

Para realizar lectura local, se utiliza un computador portátil con el software Primemobile y una sonda óptica para conectarse al puerto óptico del medidor, el técnico del CGM introduce la contraseña de lectura y descarga la información de las lecturas en el portátil, debido a la seguridad de este software, el archivo descargado no se puede manipular y se descarga en el Primeread de la oficina para que se actualice la información en la base de datos, si el archivo ha sido manipulado, el software no desempaqueta la información en la base de datos y pasa el archivo a la carpeta “incorrecto”.

Gráfica 39. Esquema de comunicación fronteras comerciales



Fuente: ESP

Tabla 51. Fronteras en mantenimiento - 2019

Nivel de Tensión kV	Frontera entre agentes	Frontera Distribución	Total
13,2	3		3
34,5		34	34
115	2	23	25
230	4		4
Total	9	57	66

Fuente: ESP

5.2.3. Centro de Gestión de Medida - CGM

ESSA cuenta con un Centro de Gestión de Medida (CGM) propio registrado ante el ASIC con el nombre CGM TELEMEDIDA ESSA y se encuentra ubicado en el edificio administrativo de ESSA en la ciudad de Bucaramanga.

El CGM cumple con las funciones descritas en la resolución CREG 038 de 2014:

- Interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.
- Garantizar la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de al menos dos (2) años contados a partir del día de la lectura. Además, debe cumplir con los requisitos de protección de los datos establecidos en el artículo 17 de la resolución CREG 038 de 2014.
- Interrogar los medidores de forma remota para garantizar la disponibilidad de la información en los plazos establecidos en el artículo 37 y el Anexo 8 de la resolución CREG 038 de 2014.

- Coordinar la interrogación local de los medidores ante fallas en los sistemas de comunicación.
- Validar las mediciones interrogadas mediante la comparación de las mediciones descargadas localmente con las consolidadas en la base de datos del CGM de acuerdo con lo estipulado en literal C del anexo 3 de la resolución CREG 038 de 2014.
- Analizar diariamente las lecturas adquiridas de los medidores evaluando la coherencia de estas respecto de valores típicos y/o históricos, tendencias, estacionalidad y las mediciones de los equipos de respaldo.
- Realizar pruebas de recuperación de respaldos de la información.
- Mantener planes de contingencia y restablecimiento de los sistemas de información y bases de datos.
- Calcular y mantener las estadísticas de la operación del CGM para su inclusión en el informe de que trata el parágrafo 1 del artículo 18 de la resolución CREG 038 de 2014.
- Facilitar la realización de mantenimientos, verificaciones y calibraciones de los sistemas de medición.
- Interrogar, almacenar y conservar las lecturas de energía reactiva.
- Facilitar la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición.
- Documentar las políticas, lineamientos y procedimientos aplicados para el cumplimiento de los requisitos establecidos en la resolución CREG 038 de 2014.
- Elaborar el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas de acuerdo con lo referido en el parágrafo 3 del artículo 18 de la resolución CREG 038 de 2014.
- Publicar en la página web de la empresa el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas a más tardar el último día hábil del mes de febrero de cada año y enviarlo al ASIC en la misma fecha.

Para el año 2019 el CGM finalizó con 141 fronteras propias de ESSA que se relacionan a continuación:

Tabla 52. Fronteras de administración de ESSA - 2019

FRONTERAS ENTRE AGENTES			
Frontera	Nombre		
Frt00239	BUCARAMANGA AT5	Frt10918	CHITARAQUE IMPORTACION ESSA
Frt00240	PALOS AT1	Frt11786	EXPORTACION PIEDECUESTA-GUATIGUARA 230KV
Frt00241	BARRANCA AT1	Frt11817	IMPORTACION PIEDECUESTA-GUATIGUARA 230KV
Frt00244	SS AA GUATIGUARA ALIM 2	Frt14136	ESSA - PUERTO BERRIO (IMPORTADOR)
Frt00245	SS AA COMUNEROS ALIM 1	Frt26236	BARRANCA AT4
Frt00246	SS AA COMUNEROS ALIM 2	Frt26237	BARRANCA T4
Frt00248	SS AA PRIMAVERA ALIM 2	Frt28685	BUCARAMANGA AT4
Frt10909	BUCARAMANGA AT5	Frt28686	BUCARAMANGA AT4
Frt10910	AUTOTRAFO S/E PALOS	Frt28767	GUATIGUARA ALIM 1
Frt10911	BARRANCA AT1	Frt34405	BARRANCA AT3
Frt10913	PAIPA-BARBOSA	Frt34404	BARRANCA AT3
Frt10914	CHIQUINQUIRA-EXPORTADOR	Frt35805	BARRANCA AT2
Frt10915	EXPORTADOR TIPACOQUE-CAPITANEJO	Frt35806	BARRANCA AT2
Frt10916	EXPORTADOR EBSC GAMBITA		

FRONTERAS TIPO REGULADO	
Frontera	Nombre
Frt09635	ESSA LÍNEA 1 COMPLEJO BARRANCA CONSUMO
Frt31370	CAMPO 22 EMBEBIDA
FRONTERAS TIPO DISTRIBUCIÓN	
Frontera	Nombre
Frt26382	PALOS T7
Frt26383	BARRANCA T6
Frt26384	PIEDRECUESTA T2
Frt28814	REAL DE MINAS TRAFO 5
Frt29325	BUENAVISTA_T1_34.5KV
Frt29370	BUENAVISTA_T2_115KV
Frt29553	EL CERO T1
Frt29554	LLANO GRANDE T1
Frt29555	RIONEGRO T1
Frt29556	TRINCHERAS T1
Frt29557	LAGUNA T1
Frt29558	PUERTO ARAUJO T1
Frt30233	LANDAZURI T1
Frt30234	SUCRE T1
Frt30235	OIBA T1
Frt30236	VADO REAL T1
Frt30237	VELEZ T1
Frt30483	CONTRATACION T1
Frt30484	CHICAMOCHA T1
Frt30485	LA GRANJA T1
Frt30486	MESA DE LOS SANTOS T1
Frt30702	PUENTE SOGAMOSO T1
Frt30703	SAN MARTIN T1
Frt30961	KILOMETRO 8 T1
Frt30962	BELLAVISTA T1
Frt30964	CUCHILLA DEL RAMO T1
Frt30965	LEBRIJA T1
Frt31003	LEBRIJA T2
Frt31069	LA ESPERANZA T1
Frt31390	CHARALA T1
Frt31391	EL CARMEN T1
Frt31392	SOCORRO T1
Frt31393	LAS HAMACAS T1
Frt31394	LLANO GRANDE T2
Frt31395	MATANZA T1
Frt31396	PALOS T3
Frt31397	SAN VICENTE T1
Frt31398	BARRANCA T7
Frt31399	PALENQUE T2
Frt31400	PALENQUE T7
Frt31401	SABANA T2
Frt31402	SAN ANDRES T1
Frt31403	SAN CRISTOBAL T1
Frt31404	SAN SILVESTRE T4
Frt31541	PALMAS T6
Frt31542	LA FERIA_T1

Frt31543	ACUARELA_T1
Frt31544	GARCIA_ROVIRA_T1
Frt31546	GARCIA_ROVIRA_T2
Frt31547	CABECERA_T1
Frt31548	CANEYES_T1
Frt31550	CANEYES DIS T2 34.5 kV
Frt31635	LAS VILLAS T1
Frt31636	EL LLANITO T1
Frt31637	LOS COCOS T1
Frt31638	CAPITANEJO T1
Frt31639	CANTAGALLO T1
Frt31640	SAN PABLO T1
Frt31641	PUERTO WILCHES DIS T1
Frt31642	SAN SILVESTRE T6
Frt31643	REAL DE MINAS T4
Frt32049	BARBOSA DIS T2
Frt32050	EL BOSQUE DIS T1
Frt32051	EL BOSQUE DIS T2
Frt32052	FLORIDA DIS T1
Frt32053	FLORIDA DIS T3
Frt32054	PALOS DIS T2
Frt32055	REAL DE MINAS DIS T3
Frt32056	ZAPATOCA DIS 1
Frt32057	CIENAGA DIS T1
Frt32058	NORTE DIS T1
Frt32059	NORTE DIS T2
Frt32060	PIEDRECUESTA DIS T1
Frt32061	REAL DE MINAS DIS T2
Frt32062	SAN RAFAEL DIS T1
Frt32063	VIJAGUAL DIS T1
Frt32300	POZO NUTRIA DIS T1
Frt32301	PRINCIPAL DIS T1
Frt32302	PRINCIPAL DIS T2
Frt32308	PRINCIPAL DIS T3
Frt32309	SAN GIL DIS T2
Frt32310	SAN GIL DIS T4
Frt32535	SUR DIS T2
Frt32536	BUCARAMANGA DIS T6
Frt32537	CAFECORRIENDO DIS T1
Frt32538	CALIFORNIA DIS T1
Frt32539	FLORIDA DIS T2
Frt32540	PALENQUE DIS T1
Frt32541	PALENQUE DIS T4
Frt32542	PALENQUE DIS T6
Frt32543	PIEDRECUESTA DIS TERCARIO
Frt32544	SABANA DIS T1
Frt32545	SANTA CATALINA DIS T1
Frt32546	SUR DIS T1
Frt32570	SAN ALBERTO DIS T2
Frt32646	BARBOSA DIS T1
Frt32647	REAL DE MINAS DIS T1
Frt32648	SAN GIL DIS T1
Frt32649	SAN GIL DIS T3
Frt32650	SAN SILVESTRE DIS T3

Fr33369	SAN ALBERTO DIS T1
Fr35522	BUENOS AIRES DIS T1
Fr35523	BUENOS AIRES DIS T2
Fr35524	CIMITARRA DIS T2
Fr35525	PARNASO DIS T1
Fr35526	PARNASO DIS T2

Fr35603	CIMITARRA DIS T1
Fr35923	BERLIN DIS T1
Fr35924	BUCARICA DIS T1
Fr35925	BUCARICA DIS T2
Fr35926	LIZAMA DIS T1
Fr35927	LIZAMA DIS T2

Fuente: ESP

El MDC (Meter Data Collector) o software Multivendor utilizado en el CGM es el Primeread, este es el software empleado para la recolección de la información de consumos de las fronteras y la base de datos cuenta con la disponibilidad de almacenamiento de la información de acuerdo con lo requerido en el artículo 18 de la Resolución CREG 038 de 2014.

Las comunicaciones entre el CGM y las fronteras propias cumplen con los requisitos de seguridad establecidos en el acuerdo CNO 1043 de 2018.

5.2.4. Fronteras canceladas

La empresa ESSA manifestó que en el año 2019 no se presentaron fronteras comerciales canceladas; sin embargo se presentaron fallas asociadas a Falla por no Envío de Lectura para las fronteras enlistadas en la Tabla 53, a excepción de la frontera Frt14136 cuya falla se presentó en el transformador de tensión (TT)

Tabla 53. Fallas en frontera – 2019

Item	Código SIC	Nombre
1	Fr314136	ESSA - PUERTO BERRIO (IMPORTADOR)
2	Fr330236	VADO REAL T1
3	Fr331541	PALMAS T6
4	Fr330483	CONTRATACION T1
5	Fr332049	BARBOSA DIS T2
6	Fr332050	EL BOSQUE DIS T1
7	Fr332062	SAN RAFAEL DIS T1
8	Fr332063	VIJAGUAL DIS T1
9	Fr330233	LANDAZURI T1
10	Fr331640	SAN PABLO T1
11	Fr332300	POZO NUTRIA DIS T1
12	Fr330484	CHICAMOCHA T1
13	Fr300248	SS AA PRIMAVERA ALIM 2
14	Fr330702	PUENTE SOGAMOSO T1
15	Fr314136	ESSA - PUERTO BERRIO (IMPORTADOR)

Fuente: ESP

5.3. Subsidios

A continuación se presenta el resultado de la información de subsidios y contribuciones tanto registradas en las resoluciones de pago del Ministerio de Minas y Energía, como la información reportada por el prestador.

Tabla 54. Consolidado de giros realizados y giros recibidos del FSSRI y FOES -2019

Año	Conciliación ESSA		Giros Recibidos MME			Saldo Pendiente	Saldo Pendiente Acumulado
	Valor Reportado Conciliación	Resolución	Fecha	Valor			
2018	Validación en firme 2016-2018						146.326.020
2019	I TRIM	404.473.354	41268	18/12/2018	124.860.284	139.060.392	7.265.628
			41306	28/12/2018	68.964.258		
			40097	5/02/2019	71.588.420		
	II TRIM	67.924.474	40202	5/03/2019	70.957.806	- 3.033.332	10.298.960
			40507	1/06/2019	73.466.060		
	III TRIM	228.540.240	411233	16/07/2019	76.237.870	- 62.537.744	72.836.704
			411374	30/07/2019	69.541.512		
			411593	26/08/2019	71.832.542		
	IV TRIM	362.995.184	411876	17/09/2019	72.898.224	71.446.816	1.389.888
			411591	26/09/2019	73.985.388		
412326			8/11/2019	70.849.844			
412327			8/11/2019	73.814.912			
2020	I TRIM	222.927.435	412812	10/12/2019	74.036.172	200.081	1.189.807
			412926	24/12/2019	71.948.278		
			410152	5/02/2020	76.742.904		
Total	1.286.860.687			1.141.724.474	146.326.020	- 1.189.807	
Radicado 2-2020-011875 del 14 julio de 2020							1.189.807
						Dif validación	\$ 0

Fuente: SUI

Tabla 55. Validaciones en firme por parte del MME para el año 2019

Radicado	Fecha	Asunto
2-2020-011875	14/07/2020	Validación en Firme Primer Trimestre de 2016 a Cuarto Trimestre de 2018 Validación Inicial Primer Trimestre de 2019 a Primer Trimestre de 2020-FOES
2-2020-013842	12/08/2020	Validación den Firme Primer Trimestre de 2019 a primer Trimestre 2020 FOES

Fuente: SUI

5.4. Tarifas

De acuerdo con la información comercial reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa ESSA atiende usuarios regulados, definidos por la Ley 143 de 1994 como:

*“(...) **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (...)”*

En consecuencia, a continuación, se presenta una evaluación de las tarifas del año 2019 para cada uno de los tipos de usuario:

5.4.1. Usuarios Regulados

5.4.2. Análisis Por componente del Costo Unitario CU

Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.

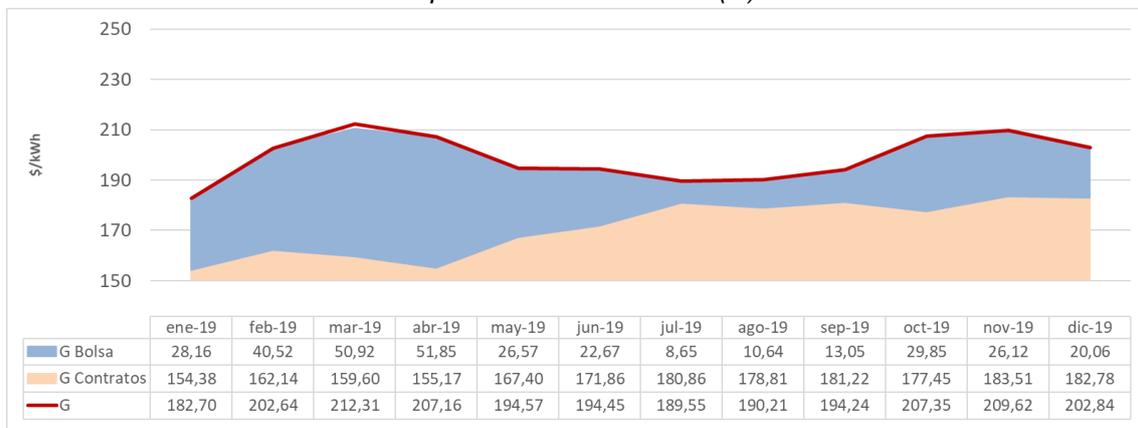
$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_m + PR_{n,m} + R_m$$

↓ Generación
↓ Transmisión
↓ Distribución
↓ Comercialización
↓ Pérdidas
↓ Restricciones

5.4.2.1. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa en el mercado de energía mayorista.

Gráfica 40. Componente de Generación (G) 2019 - ESSA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

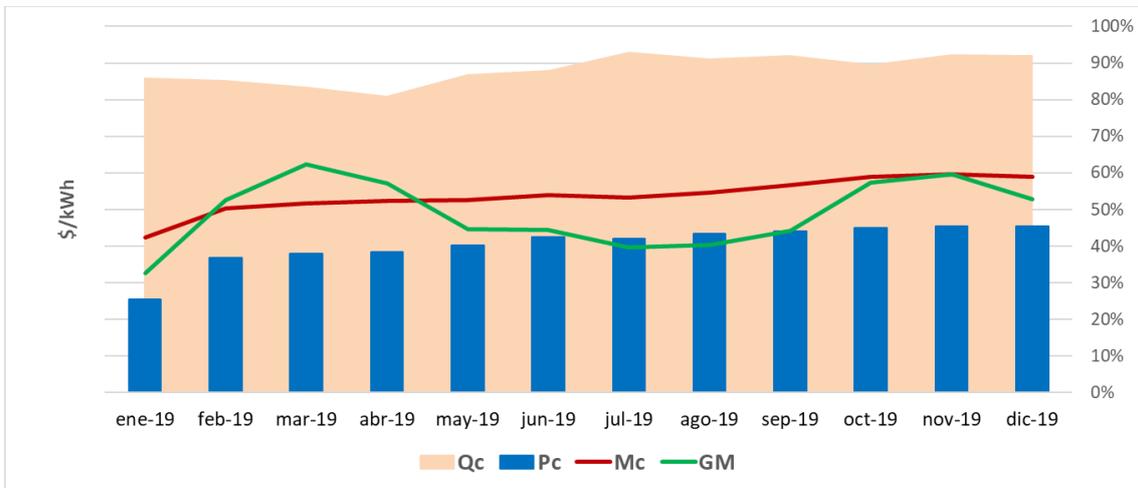
Para el periodo de análisis, el componente de Generación presentó variaciones a causa a la combinación de precio de bolsa y exposición a la misma. El área de color azul corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color curuba corresponde a valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda atendida con energía comprada en contratos bilaterales. ESSA cubrió en promedio el 88,25% de su demanda con compras en contratos. El componente presentó un valor promedio de 198,97 \$/kWh, con un máximo de 212,31 \$/kWh en marzo de 2019, y un mínimo de 182,70 \$/kWh en enero del mismo año.

Cubrimiento de la demanda Regulada.

✓ **Compras en contratos**

En la Gráfica 41. Pc Vs. Mc Vs. G Vs. Qc 2019 – ESSA Gráfica 41, se muestra el costo de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de compra del mercado (Mc) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G), así mismo, el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc), lo anterior, permite identificar si en promedio la empresa traslada el costo total de las compras de energía a los usuarios finales. Este ejercicio se observa en la siguiente gráfica.

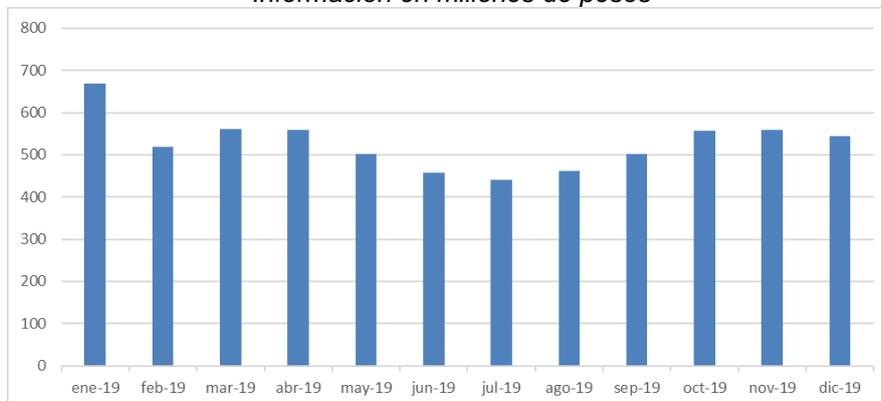
Gráfica 41. Pc Vs. Mc Vs. G Vs. Qc 2019 – ESSA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

De la gráfica anterior puede evidenciarse que ESSA la variable Pc durante todo el periodo de análisis se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes, esto generará una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . Lo anterior, teniendo en cuenta que, del total de las compras de energía en contratos, aproximadamente el 74,47 % se reconoce al valor del PC y el 25,53% al valor del Mc.

Gráfica 42. Utilidad por eficiencia en compras de energía en contratos 2019 ESSA
Información en millones de pesos



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

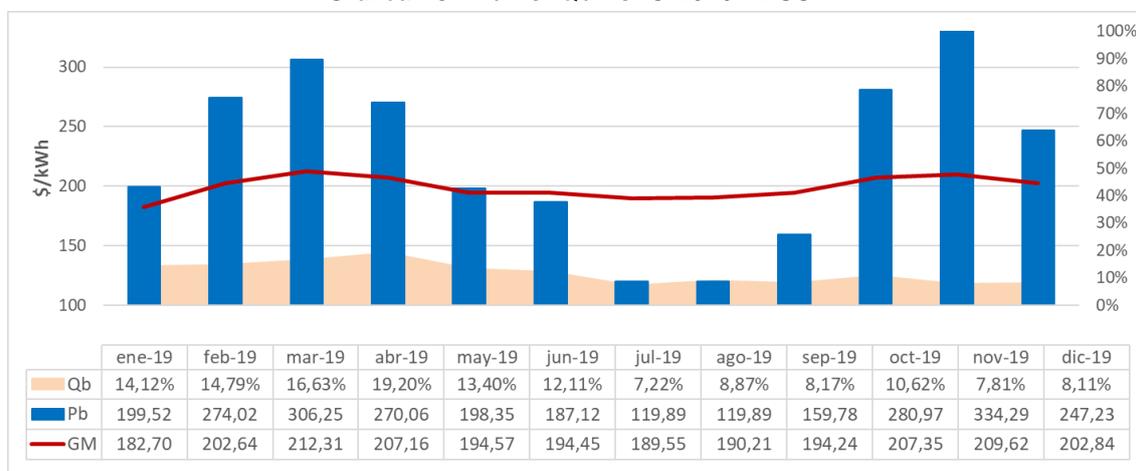
En la Gráfica 42, se puede evidenciar que en promedio la empresa genero una utilidad de 527 millones de pesos aproximadamente por la eficiencia en las compras de energía, en donde el mayor valor se presentó en el mes de enero de 2019.

Debe tenerse presente que los contratos bilaterales para la atención de la demanda en un mercado regulado son adjudicados mediante un proceso de convocatoria pública en donde la asignación debe realizarse al oferente con menor precio.

✓ Compras en Bolsa

Respecto a las compras en bolsa, la Gráfica 43 nos muestra el costo promedio de la energía comprada en bolsa (Pb), porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa (Qb) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Gráfica 43.. Pb Vs. Qb Vs. G 2019 - ESSA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

La combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de esta, incide directamente en el componente de Generación. La gráfica 46, nos permite evidenciar que, en el mes de marzo de 2019, se presentó el mayor valor del componente de generación a trasladar a los usuarios donde el Pb liquidado a la empresa presento el segundo valor más alto en el periodo de análisis (306,25 \$/kWh) y aunado a lo anterior se evidencia el mayor porcentaje de exposición a bolsa (16,63%).

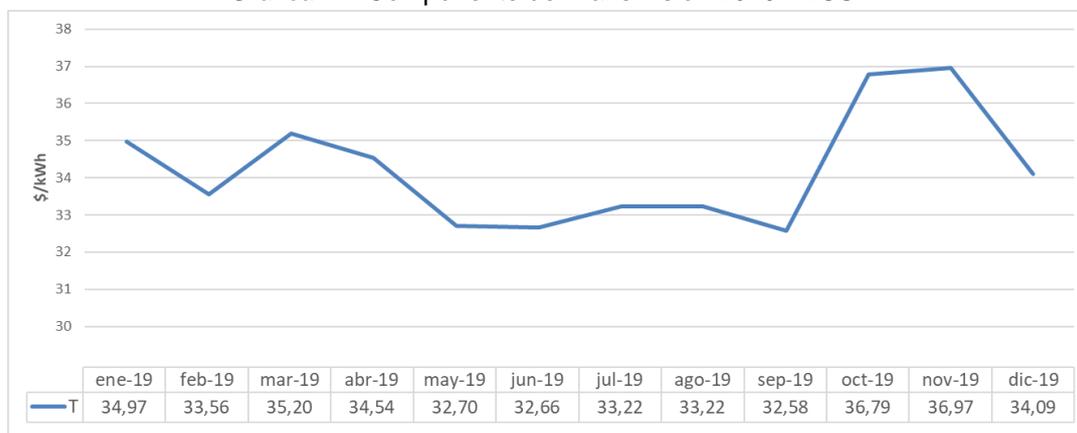
Para el mes de noviembre, se presentó el mayor valor de la variable Pb; no obstante, el porcentaje de exposición a bolsa (Qb) fue del 7,81% siendo este el motivo de que no se generara un mayor impacto en el componente de Generación de ese mes.

5.4.2.2. Componente de Transmisión (T)

El componente de Transmisión es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor. En la gráfica 47 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. 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. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Gráfica 44. Componente de Transmisión 2019 - ESSA



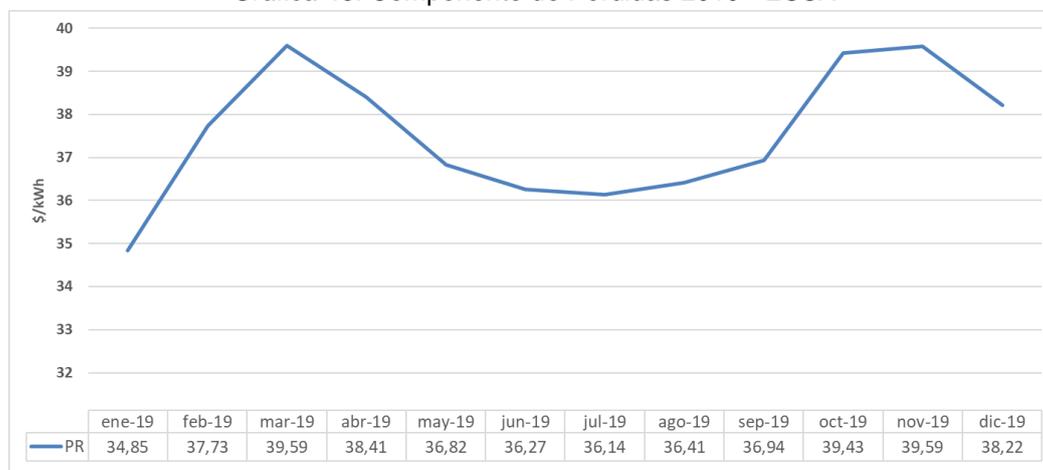
Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

5.4.2.3. Componente de Pérdidas (P)

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y 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 48 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 45. Componente de Pérdidas 2019 - ESSA



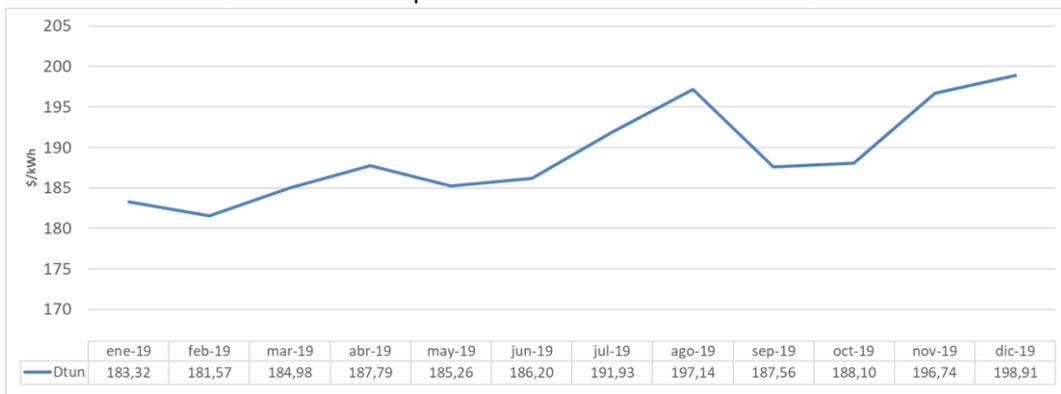
Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

5.4.2.4. 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.

No obstante, el Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 388 de 2007 ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD), y una vez expedidos las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Sur), el Operador de Red ESSA fue incluido en el ADD Centro, por lo que el cargo de Distribución que incluye en el CU de sus usuarios, corresponde al valor unificado (DtUN) liquidado por XM S.A. E.S.P, para esto las empresas que conforman las áreas de distribución debe reportar el resultado de los cargos obtenidos mediante la Resolución 097 de 2008.

Gráfica 46. Componente de Distribución 2019 - ESSA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

El cargo único para el ADD Centro y que fue trasladado por ESSA se ubicó entre los 181,57 \$/kWh y los 198,91 \$/kWh con un valor promedio de 189,13 \$/kWh. Los cargos de Distribución de una empresa bajo esta metodología varían mensualmente de acuerdo con el índice de precios al productor.

5.4.2.5. 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, y está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Para el caso de ESSA, la conformación de este componente en promedio es la siguiente:

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

↓

29%

↓

3%

↓

68%

De acuerdo con la Gráfica 47, durante el año 2019 el componente presentó un promedio de 54,40 \$/kWh, su mayor valor en el mes de abril con 55,72 \$/kWh, por el contrario, el menor valor se presentó en mayo con 53,38 \$/kWh.

El incremento presentado en el mes de abril se debe a los siguientes factores: i) variación en las ventas reguladas utilizadas en el cálculo del componente CvR, ya que, al ser menores, la proporción de costos trasladados al usuario aumenta y ii) una variación en el CU afecta directamente el cálculo del **C*** por lo que los incrementos ocasionados por los componentes de Generación, Transmisión, Pérdidas y D_{tun} pueden influir en estos crecimientos.

Gráfica 47. Componente de Comercialización 2019 - ESSA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

5.4.2.6. Componente de Restricciones (R)

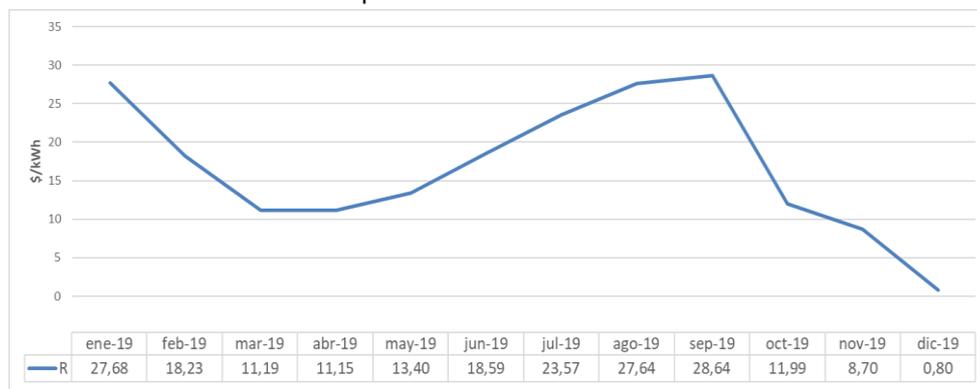
En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos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

Gráfica 48. Componente de Restricciones 2019 – ESSA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

El componente de Restricciones que fue trasladado por ESSA se ubicó entre los 0,80 \$/kWh y los 28,64 \$/kWh con un valor promedio de 16,80 \$/kWh.

En la Gráfica 48, se puede evidenciar que los mayores valores trasladados en el componente se presentaron en los meses de julio, agosto y septiembre, lo anterior se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en merito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda.

Por el contrario, el menor valor presentado fue en diciembre. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías. Lo que genero un alivio en las restricciones a trasladar a la demanda.

5.4.3. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2019, la participación de cada uno de los componentes en el CU de ESSA fue el siguiente:

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

↓
37%

↓
6%

↓
36%

↓
10%

↓
7%

↓
3%

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 73% 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 promedio del CU fue de 531,04 \$/kWh, el valor más alto fue de 546,51 \$/kWh en el mes noviembre de 2019 y el menor fue de 516,14 \$/kWh para mayo de 2019. (Gráfica 49)

Gráfica 49. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2019 - ESSA

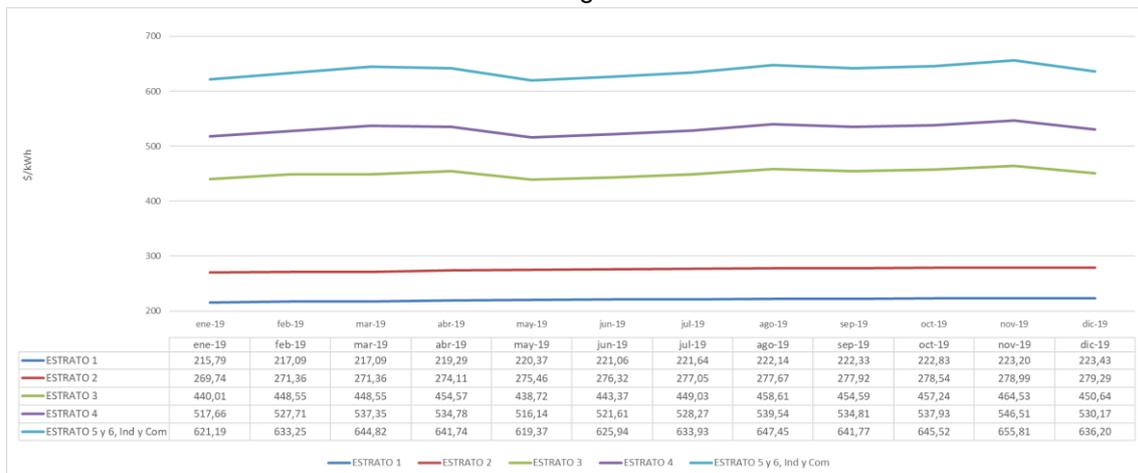


Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

5.4.4. Tarifas de Energía Eléctrica

Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Gráfica 50. Tarifas de energía eléctrica 2019 – ESSA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Para el caso de ESSA 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 50, se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. 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.

6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

6.1. Tópico AEGR

El Auditor Externo de Gestión y Resultados (AEGR) de la prestadora ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S. P según registro en el RUPS, corresponde a la firma Nexia Internacional Montes y Asociados S.A.S.

En concordancia con el Decreto 302 del 20 de febrero de 2015, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios realizó la verificación de la obligatoriedad por parte del prestador de Servicios Públicos Domiciliarios -PSPD ESSA E.S.P, de cumplir con dicho nuevo marco normativo. Por lo anterior, se constata la información de clasificación del PSPD, respecto al Grupo NIF que le compete.

Teniendo en cuenta lo evidenciado en el tópico de NIIF, en el formulario de información general reportado por la compañía, este se encuentra clasificado en el Grupo 1 (Decreto 2784/2012), NIIF Plenas, y con ello, está sujeto al cumplimiento de lo establecido en el anterior Decreto, corresponde al AEGR, la obligatoriedad para la vigencia auditada (2019), aplicar la normatividad en su totalidad.

Se visualiza que el informe fue realizado teniendo en cuenta un enfoque de la auditoria basado en riesgos, en el que, según el AEGR, no hubo riesgos de errores materiales (riesgo inherente y de control), y diseña una respuesta, a través de los procedimientos de auditoria con un riesgo de detección que permite mitigar el riesgo de error material al nivel aceptable de riesgo de auditoria. Se observa adicionalmente, que dicho informe evidencia la realización de las tres etapas de la auditoria, concerniente a la evaluación del riesgo y planificación, la ejecución y por último la conclusión y/o informe en el que presentan unas conclusiones para la gerencia.

Respecto al cumplimiento de reportar lo analizado, en la aplicación de la NIA 570 – Negocio en Marcha – el AEGR, manifiesta que según los resultados obtenidos en los indicadores de riesgo y de gestión, es una ESP presenta un escenario sólido, debido a la capacidad con la que cuenta la entidad para generar flujo de caja libre para continuar operando en el futuro previsible, sin identificar afectaciones o desviaciones de gran impacto.

Ahora bien, con el fin de analizar el informe realizado por el AEGR para la vigencia 2019 respecto a la situación de ESSA y en cumplimiento del artículo 51 de la Ley 142 de 1994, respecto a la presentación anual del informe de AEGR, la Resolución SSPD No. 20201000010485 del 7 de abril del 2020 y la aplicación de la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006 y sus modificatorias, a continuación, se presentan algunas conclusiones que se consideran más relevantes:

Se verifica que el AEGR que efectuó y certifico el cargue del Informe en el SUI, es el registrado en RUPS por parte de la ESP, Nexia Internacional Montes y Asociados S.A.S., con contrato vigente desde el 08/11/2019 hasta el 07/11/2020 y que teniendo en cuenta los lineamientos de la normatividad asociada, presenta los 5 informes que a continuación se visualizan:

Gráfica 51. Cargue Aspectos generales de las empresas

Aspectos generales de las empresas		
Año		2019
Empresa	Nombre del Archivo	PDF
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	NOVEDADES PDF ENERGIA	NOVEDADES - ESSA.pdf
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	ORGANIGRAMA - ESSA.pdf
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	VIABILIDAD - ESSA.pdf
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	ENCUESTA CONTROL INTERNO - ESSA.pdf
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	ANALISIS PUNTOS ESPECIFICOS - ESSA.pdf

Fuente: SUI

A su vez, mirando de forma general el estado de cargue tanto de formatos como de formularios habilitados para cargue, se presenta el siguiente estado:

Tabla 56. Estado de cargue

ID	NOMBRE DE LA EMPRESA	TOPICO	PERIODO	CODIGO	FORMATO	ESTADO	APLICACION	FECHA DE CERTIFICACION
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	AGR-A-0001	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	Certificado	Formularios	2020-08-20 17:43:27
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	AGR-A-0002	02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	Certificado	Formularios	2020-08-20 18:45:51
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0007	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	Certificado	Formularios	2020-08-20 17:43:36
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0012	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	Certificado	Formularios	2020-08-20 17:43:55
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0017	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	Certificado	Formularios	2020-08-20 17:45:44
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0019	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	Certificado	Formularios	2020-08-20 18:46:00
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0020	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	Certificado	Formularios	2020-08-20 18:47:09
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	ENE-A-0021	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	Certificado	Formularios	2020-08-20 17:46:26
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	951	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:00:57
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	952	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:01:50
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	761	MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:00:32
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	947	NOVEDADES PDF ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:01:32
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	949	ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:02:08
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Auditor	Anual	950	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	Certificado	Cargue Masivo	2020-08-21 15:01:15

En este se refleja el cumplimiento del 100% de los formatos y/o formularios habilitados.

- **NOVEDADES Y ARQUITECTURA ORGANIZACIONAL:**

El AEGR informa, que la estructura organizacional de ESSA, muestra los niveles jerárquicos de autoridad y responsabilidad definidos por la misma, para una planta aprobada de personal de 953 trabajadores. En su estructura orgánica, se establece un número de cinco (5) áreas de soporte dentro de la organización, las cuales corresponden a Auditoría Interna, Finanzas, asuntos legales y secretaría general, servicios corporativos y suministro y soporte administrativo.

El plan empresarial de la prestadora, estaba constituido por el periodo comprendido de 2019 a 2022, donde el AEGR informa, que mediante sesión de junta directiva del 16 de

agosto de 2019, se aprobó el plan empresarial de ESSA para los periodos comprendidos de 2020 a 2023, el cual es acorde con la estrategia competitiva vigente del negocio de transmisión y distribución de energía del Grupo EPM, y el cual plantea tres perspectivas: generación de valor, clientes, y mercados y operaciones aunado con los indicadores de desempeño empresarial y metas para ello.

Como conclusión de la revisión del punto en mención, el AEGR menciona:

“(...) 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.

De acuerdo al plan empresarial, se recomienda continuar con los análisis periódicos y medidas que permitan el cumplimiento de todos los indicadores planteados.

Asimismo, se recomienda realizar las actualizaciones pertinentes y descritas en las páginas anteriores con el fin de cerrar las brechas identificadas por esta Auditoría Externa. (...)”

- **ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECIFICOS:**

Como uno de los puntos primordiales informados por el AEGR, informa que con base en los análisis que realizaron a la viabilidad financiera de la entidad y los resultados obtenidos en la gestión financiera durante el 2019, concluyen que actualmente no se evidencian situaciones que puedan colocar a la compañía en causal de disolución.

Así mismo, hace mención que, una vez revisado el tópico comercial, concluye que existe coherencia y sinergia, en el desarrollo de los aspectos comerciales, aunado con la normatividad vigente. La filial, por medio del mandato otorgado por el grupo EPM, viene cumpliendo con los procesos de compra de energía, para abastecer su mercado en el corto plazo, al igual que su comercialización, en el mercado minorista, mencionando, además, que la gestión de cartera ha sido adecuada y que continua con las estrategias precisas para llegar a su normalización.

- **ENCUESTA DE CONTROL INTERNO:**

El AEGR, informa mediante este punto, la encuesta de control interno dando cumplimiento a las resoluciones ya mencionadas.

ENCUESTA DE CONTROL INTERNO	
Año	2019
Empresa	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
Nombre de la descripción	Nombre del ítem
5. ¿Existe valoración de los riesgos identificados ?	Orientada a los riesgos críticos del negocio, pero con alto rigor técnico
6. ¿ Se diseñan controles para los riesgos identificados?	Casi siempre
10. ¿Existe seguimiento al tratamiento de los riesgos ?	Siempre
8. ¿ Se efectúan las pruebas a los controles?	Casi siempre
7. ¿Los controles que se diseñan se implementan?	Casi siempre
3. ¿Las actividades de la prestación del servicio tienen definidos los riesgos?	Siempre
9. ¿ Los controles han contribuido a la prevención y administración de los riesgos?	Comúnmente efectivos en el mejoramiento y prevención de riesgos
Probabilidad del riesgo	Adecuado
Impacto del riesgo	Adecuado
Circunstancias de modo	Adecuado
Circunstancias de lugar	Adecuado
Circunstancias de tiempo	Adecuado
Agente generador del riesgo	Adecuado
4. ¿En la organización se trabaja en la identificación y administración de riesgos?	Existe una cultura organizacional que comprende formalmente que es necesario identificar y prevenir riesgos, pero es apoyada básicamente por la alta gerencia, pero en los demás niveles aun es incip

- **VIABILIDAD FINANCIERA:**

El AEGR manifiesta frente a la viabilidad financiera de ESSA lo siguiente:

“(...) Abordado el comportamiento financiero de la entidad se colige un escenario sólido, debido a la capacidad con la que cuenta la entidad para generar flujo de caja libre para continuar operando en el futuro previsible, sin identificar afectaciones o desviaciones de gran impacto. (...)”

Lo anterior aunado a la tendencia de alza tanto resultados operaciones, flujo de caja como también en el estado de situación financiera, donde se infiere una situación económica positiva para la prestadora, preocupándose a su vez por la destinación de recursos para adquisición de activos fijos, mejoramiento en infraestructura en pro de prestar una mejor calidad del servicio, el cual ya se encuentra incluido dentro del plan de inversión de ESSA.

Por otra parte, también se menciona que la prestadora obtuvo calificación negativa por parte de la calificadora Fitch Ratings, donde mantuvo observación negativa la calificación de largo plazo en escala nacional, según lo que informa el AEGR, dicha calificación obedece a la estrecha relación con su matriz, Empresas públicas de Medellín E.S.P (EPM), dada la existencia de vínculos operativos y estratégicos fuertes que llevan a igualar las calificaciones de ESSA con las de EPM, donde Fitch anticipa que dicha situación podría continuar en los próximos 6 a 12 meses.

Es así, como Nexia, menciona:

“(...) no se identificaron riesgos o condiciones que pudieran afectar de manera significativa la operación de la entidad y el futuro de la misma, debido a que su resultado operativo genera un ambiente de estabilidad en el corto, el mediano y el largo plazo. (...)”

Por último, el AEGR, informa que, debido a la emergencia sanitaria causada por el COVID19, la prestadora tuvo que reevaluar sus proyecciones financieras, ajustando las mismas a las variaciones más representativas, que para los meses de abril y mayo se vio afectado en disminución de ingresos pero que para el mes de julio se afirmaba una recuperación de los mismos, gracias a la implementación de proyectos para crecimiento

de ingresos, tales como el programa de ahorro (2020,2021,2020), recaudo de subsidios, incremento en la comisión por aliados, entre otros.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

7.1. Información de Inscripción

La empresa ESSA realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 20201524376225 del 22 de enero del 2005 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 16 de septiembre de 1950
- Fecha de inicio de operaciones: 16 de septiembre de 1950
- NIT: 890.201.230 - 1
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 57. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha final
Energía – SIN	Distribución	16/09/1950	--
	Comercialización	16/09/1950	--
	Transmisión	16/09/1950	--
	Generación	16/09/1950	--

Fuente: Registro Único de Prestadores - RUPS

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores – RUPS.

7.2. Cargue de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 475 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 58. Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje de cargue
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	2019	407	68	33	93 (%)

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 3/11//2020.

7.3. Calidad de información

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2019 se pudo constatar que ESSA presentó el 96% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 59. Oportunidad en el cargue

CARGUES		
	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
Cantidad N°	23	485
Porcentaje %	4%	96 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 3/11//2020.

En cuanto a solicitudes de reversión, durante 2020 se realizó reversión de información de subsidios, Formato 21 de reporte de información al SUI.

Tabla 60. Solicitudes de reversión de información cargada al SUI de subsidios y contribuciones - 2019

Fecha Solicitud	No Radicado	Motivo	Fecha Nuevo cargue
20/02/2020	Radicado enviado SSPD N° 20205290194502 del 20 de febrero de 2020	Debido a la anulación de un registro por concepto de contribuciones en el mes de diciembre por el comercializador Energía y Aguas S.A.S. ESP - Ruitoque cuyo valor es de \$23.618.718; dicha transacción también fue reportada por el comercializador en el mes de noviembre de 2019 quedando así una partida doble (...)"	may-20

Fuente: SUI

8. ACCIONES DE LA SSPD

A través del radicado 20192200351601 del 28 de mayo de 2019, se determinó la Energía no Suministrada – ENS para Electrificadora de Santander S.A E.S.P- ESSA, durante el periodo comprendido desde el 15 de julio de 2015 al 31 de diciembre de 2016

Adicional con el radicado 20192200963331 del 8 de noviembre de 2029, se solicitó información a la empresa para el diseño de la metodología de Gestión de Riesgo de Origen Eléctrico

Con el radicado 20192200687461 del 23/08/209 se solicitó a la empresa aclaración por la información reportada en SUI con respecto a la clasificación de estratificación en 242 usuarios.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. Aspectos financieros y administrativos

- Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la empresa evidencia un nivel de riesgo financiero alto para 2019, aumentando el riesgo obtenido en el 2018 donde se posicionaba en riesgo medio alto
- La propiedad planta y equipo es el rubro más representativo del activo, posicionándose en \$ 1.498.108 millones incluida la depreciación.
- El patrimonio del año 2019 tuvo un crecimiento de incremento del 6% con respecto a la vigencia anterior, incremento relacionado con el resultado del ejercicio, el concepto de otras partidas patrimoniales (ORI) evidencia un decrecimiento de \$37.579 millones
- El 80% de los ingresos pertenece a de la actividad de comercialización, dejando a las actividades de generación, transmisión y distribución con 1%, 1% y 18%, respectivamente.
- Los costos más relevantes corresponden a los bienes y servicios para la venta (compras de energía – uso de líneas redes y cables), seguidos por los beneficios a empleados y depreciaciones.
- En el periodo de emergencia económica ocasionado por la pandemia Covid 19 ELECTRIFICADORA DE SANTANDER no evidencia dificultades en sus flujos de efectivo, mostrando solides en el cubrimiento de sus costos operativos durante la emergencia
- Los resultados de modelo de riesgo y evaluación de la gestión se producen como consecuencia de la metodología utilizada por la Comisión de Regulación para energía y gas combustible, la prestadora muestra condiciones financieras favorables para la prestación del servicio público domiciliario.

9.2. Aspectos técnicos y operativos

- Se determinó la infraestructura operativa con que ESSA opera la generación de energía eléctrica en sus dos plantas Palmas y La Cascada, encontrando que el estado de las unidades de generación es bueno y que cuenta con energía generada cercana a la presupuestada. Por otra parte, se estableció que el porcentaje de disponibilidad de las plantas es aproximadamente del 50% y en función de esto se destaca la aprobación al proyecto de “Reposición PCH Palmas” con el cual se proyecta realizar la reposición y modernización de la central con el propósito de aumentar su factor de planta del 35% al 75%.

- Se evaluaron los aspectos técnicos y operativos del servicio de transmisión de energía eléctrica, validando la condición de activos en estos niveles de tensión, y la calidad del servicio en cumplimiento a la regulación vigente. Así mismo, se identificaron las funciones y responsabilidades desde la operación y mantenimiento en Transmisión Regional y Nacional para la atención del crecimiento de demanda y la mejora continua en sus procesos.
- Las metas establecidas en los indicadores de calidad media establecidas en las Resoluciones CREG 103 y CREG 158 del 2019 de cargos particulares según la metodología prevista en la Resolución CREG 015 de 2018, corresponden a 32,977 Horas y 21,165 Veces para el SAIDI y SAIFI respectivamente. Durante el año 2019 la ESSA reportó 23,145 horas y 15,129 veces, los cuales no solo se encuentran por debajo los promedios nacionales calculados por la SSPD en su informe “*Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019*”, sino que también se encuentran por debajo de la meta establecida en su resolución particular. Estos valores muestran una gestión coordinada de las diferentes áreas de la empresa durante la vigencia 2019 que le ha permitido prestar un servicio de energía eléctrica con menos interrupciones y con duraciones más cortas a 823 mil usuarios aproximadamente.
- De acuerdo con la información reportada en el Sistema Único de Información SUI de la SSPD, ESSA registra un cumplimiento en la ejecución del Plan inversiones para el año 2019 del 96,5%, con desviaciones sobre proyectos existentes en el plan y sustentadas en los criterios de confiabilidad y calidad del servicio principalmente sobre los proyectos correspondientes a expansión del SDL, reposición del SDL, y gestión de pérdidas.
- Respecto a la Gestión de Activos, ESSA se encuentra en un nivel de madurez “EN DESARROLLO”, aplicando la metodología IAM bajo la norma ISO55001, proyectan el logro de la certificación para el año 2023.
- ESSA reporta una ejecución de 79% de la inversión prevista para el año 2019 dentro del Plan de Gestión de Pérdidas. Dentro del plan de acción implementado existen tres líneas de inversión: la instalación de macromedidores, instalación de transformadores de distribución y redes de media tensión contenidas dentro del plan de gestión de pérdidas de energía del operador. Así mismo se contempla un plan de gestión social continuo con las comunidades y las autoridades locales enfocado a la capacitación y reconocimiento del “Delito de Defraudación de Fluidos”, sus afectaciones inmediatas y potenciales a la calidad del servicio de energía y la integridad de los usuarios, y logrando concientización en los beneficios de la legalidad en el uso del servicio de energía eléctrica. Adicionalmente, ESSA implementa la “Solución Prepago” como una estrategia empresarial efectiva, mostrando resultados positivos en reducción de pérdidas y recuperación de cartera.
- En 2019 ESSA ha tramitado 96 solicitud de conexión al SDL, proyectos de Tecnología Fotovoltaica de los cuales 24% han sido aprobados, 21% han sido rechazados y 55% proyectos se encuentran en operación. De estas solicitudes

de conexión al SDL, el 86% tienen una ubicación del proyecto en área urbana mientras el 14% están ubicados en área rural.

9.3. Aspectos comerciales

- A partir de los análisis de información tanto obtenida en la visita virtual, se observa en términos generales el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código de Medida por parte de ESSA.
- La empresa opera según lo establecido en el régimen regulatorio de la prestación del servicio público de energía eléctrica y cuenta con un CGM con incorporación y desarrollo de alta tecnología, cobertura y capacidad.

Proyectó: Gissell Lorena Castro Puentes - Profesional DTG
Julio Armando Bonilla Gutiérrez - Contratista DTGE
Cristhian Restrepo Zapata - Contratista DTGE
Tania Matabajoy Salas - Contratista DTGE
Rocío Hernández Ortiz - profesional especializado DTGE
Jorge Eduardo Cortes – Contratista DTGE
Jamer Arley González Vásquez - Contratista DTGE

Revisó y Aprobó: Ángela María Sarmiento – Directora Técnica de Gestión de Energía