



**PLAN DE INVERSIONES
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018**

2019-2020





ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

**DOCUMENTO SOPORTE
SEGUIMIENTO PLAN DE INVERSIÓN 2019 - 2020
RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018**

**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
ENERO DE 2022**

**INFORME DE EJECUCIÓN PLAN DE INVERSIÓN
2019 - 2020**



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA



**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
ENERO DE 2022**

CONTENIDO

1. OBJETO

2. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

2.1 RESUMEN

2.2 ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

- 2.2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA
- 2.2.2 CARGA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
- 2.2.3 AUMENTO DE DEMANDA
- 2.2.4 MEJORA EN LOS NIVELES DE CALIDAD
- 2.2.5 MEJORA EN LOS NIVELES DE PÉRDIDAS

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

- 2.3.1 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA
- 2.3.2 ÁREA DE INFLUENCIA
- 2.3.3 USUARIOS ATENDIDOS
- 2.3.4 SOLICITUDES DE CONEXIÓN
- 2.3.5 ACTIVOS OPERADOS
- 2.3.6 INDICADORES DE CALIDAD

2.4 RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

- 2.4.1 TIPO I
- 2.4.2 TIPO II
- 2.4.3 TIPO III
- 2.4.4 TIPO IV
- 2.4.5 GESTIÓN DE ACTIVOS

2.5 AVANCE DEL PLAN DE INVERSIÓN

- 2.5.1 LOGROS
 - 2.5.1.1 INDICADOR GENERAL DE PÉRDIDAS CIERRE 2019
 - 2.5.1.2 TERCER ELEMENTO
 - 2.5.1.3 REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN
 - 2.5.1.4 ATENCIÓN AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
 - 2.5.1.5 REPOSICIÓN DE ACTIVOS
 - 2.5.1.6 PLAN DE PÉRDIDAS



- 2.5.2 DIFICULTADES
- 2.5.3 DESDE LA GESTIÓN SOCIAL
- 2.5.4 DESDE LA PARTE TÉCNICO COMERCIAL
- 2.5.5 PRESUPUESTO PLAN DE INVERSIÓN 2019

2.6 DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

- 2.6.1 ANEXO 1 DESVIACIONES PLAN DE INVERSIONES 2019-2020

2.7 INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

2.8 GESTIÓN DE ACTIVOS

- 2.8.1 GESTIÓN DE ACTIVOS 2019
- 2.8.2 GESTIÓN DE ACTIVOS 2020

2.9 UC ESPECIALES

2.10 DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS

- 2.10.1 ANEXO 2 DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS

2.11 FORMATOS

- 2.11.1 ANEXO 3 FORMATOS



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demanda de energía y potencia 2019-2020

Tabla 2. Cantidad Activos Operados

Tabla 3. Comportamiento indicador SAIDI

Tabla 4. Comportamiento indicador SAIFI

Tabla 5. Inversión por zonas operativas

Tabla 6. IPT Meta vs IPT Cerrado 2019

Tabla 7. Ejecución 2019

Tabla 8. Ejecución 2020

Tabla 9. Presupuesto calidad del servicio



INDICE DE IMAGENES

Ilustración 1. Área de influencia EH

Ilustración 2. Zonas Operativas EH



INDICE DE GRAFICOS

Gráfica 1. Demanda neta de energía 2019 (GWh)

Gráfica 2. Demanda neta de energía 2020 (GWh)

Gráfica 3. Demanda máxima de potencia 2019 (MW)

Gráfica 4. Demanda máxima de potencia 2020 (MW)

Gráfica 5. Solicitudes de conexión 2019

Gráfica 6. Solicitudes de conexión 2020

Gráfica 2 Desagregación del Plan de Inversiones de acuerdo al tipo de inversión

Gráfica 3. Desagregación del Plan de Inversiones por año

Gráfica 4. Desagregación del Plan de Inversiones por montos de inversión

Gráfica 10. Cronograma del proyecto



INDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Desviaciones plan de inversiones 2019-2020

Anexo 2. Diagramas Unifilares Actualizados

Anexo 3. Formatos



1. OBJETO

En el marco regulatorio, la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Bajo esta metodología, anualmente se actualizan los ingresos de las empresas con base en las inversiones realizadas, los activos que salen de operación, las pérdidas de energía, la calidad del servicio, entre otros, del año anterior.

Por lo anterior, Electrohuila S.A. E.S.P. se permite presentar el informe de ejecución del plan de inversiones para el primer y segundo año 2019 y 2020, de igual forma, se permite presentar el documento y los archivos anexos en la circular CREG No. 024 de 2020 modificada por la circular CREG No. 047 de 2020 y publicar el informe anual con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión.



2. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

2.1. RESUMEN

La Electrificadora del Huila en el cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018, formula el Plan de Inversiones donde contempló proyectos necesarios para atender el crecimiento de la demanda en el área de influencia y de este modo operar el sistema eléctrico de forma eficiente, con el objetivo de minimizar las afectaciones de desatención en el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en la regulación vigente y alineados con los requisitos expuestos en la resolución.

Para el año 2019, primer año de ejecución del plan de inversiones, Electrohuila orientó gran parte de sus esfuerzos en acciones de mejora para cada una de las áreas de la organización que permitieran el desarrollo de los proyectos inscritos al plan de inversiones presentado a la comisión. Así mismo, Electrohuila a pesar de las dificultades que se presentaron, logró consolidar a nivel corporativo un crecimiento en sus procesos que le permitieron brindar valores técnicos, sociales y ambientales al departamento del Huila y a algunos de los sectores adicionales del sur-colombiano (Caquetá, Tolima).

Para este primer año de ejecución del plan, surgieron grandes desafíos al interior de la organización, entre los cuales se puede resaltar los costos de referencia valorado en Unidades Constructivas “UC”, desafíos que implicó la toma de estrategias administrativas y financieras que permitieran ser más competitivos en el gremio.

De igual manera, otro factor determinante para el progreso de los proyectos, fueron los tiempos de respuesta dados en cada una de las etapas para la planeación, organización y ejecución de los proyectos. Desafíos que llevaron al cuestionamiento de procesos internos administrativos y operativos que permitieran construir una mejor ruta en pro del cumplimiento de los tiempos estimados, siendo este factor del tiempo determinante a la hora de ejecutar los proyectos.

Ya para el año 2020, segundo año de ejecución, Electrohuila continuó la ejecución del plan a su vez que adelanto los análisis técnicos periódicos de planeamiento, que permitieron identificar nuevas inversiones que garantizan la atención de la demanda, la mejora en la calidad del servicio, optimización de la operación de los activos existentes y la implementación de nuevas tecnologías contribuyendo al desarrollo de territorios sostenibles y competitivos, generando bienestar y desarrollo en nuestra área de influencia, mediante una actuación responsable.



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA



2.2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Teniendo en cuenta la ejecución de las inversiones realizadas, se mencionan algunos de los beneficios más relevantes que reciben los usuarios a corto y mediano plazo como consecuencia de las acciones de mejora presentes en cada uno de los proyectos del plan de inversión:

- Mejora en la calidad de la prestación del servicio de energía, al reducir los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.
- Fortalecimiento de la infraestructura para el aumento de la demanda, al realizar la reposición de los activos que sean necesarios.
- Infraestructura para el aumento de cobertura, teniendo en cuenta el crecimiento poblacional presente en el sector.
- Aumento de la confiabilidad del sistema, de tal manera que se garantice una continuidad en el servicio de energía mediante alternativas de respaldo en los elementos del sistema.

A continuación, se mencionan algunos de los trabajos que se tienen programados en los proyectos presentados en el plan de inversiones actual, los cuales tienen como finalidad garantizar una óptima prestación del servicio eléctrico a los usuarios asociados:

2.2.1 Transformadores de potencia.

Se evaluaron las siguientes opciones:

- Cambio del transformador actual por uno de mayor capacidad.
Se verifica las condiciones físicas para realizar el cambio del equipo; confirmando que en la mayoría de los casos no se presentan inconvenientes físicos en la instalación, teniéndose un tiempo promedio del cambio de un día.
- Instalación de un transformador en paralelo.

Se plantea la instalación de uno de mayor capacidad, toda vez que al cumplirse la vida útil del transformador actual no tengan traumas en deshabilitarlo, y que el nuevo pueda suplir toda la carga.

Este tipo de instalaciones son más complejas, toda vez que se tienen trabajos civiles adicionales, así como ampliación de las barras actuales por alta y baja, lo que implica tiempos de maniobras superiores, y riesgos adicionales en la instalación del nuevo equipo por trabajos cerca de redes energizadas.

- Traslado de carga a otras subestaciones.

Se verifica la posibilidad de trasladar carga a otras subestaciones, sin que se produzca daño en la calidad del servicio prestado.



Se debe prestar especial atención para este caso, debido que al realizar las proyecciones de demanda se podría tener a futuro tensiones por fuera de los rangos admisibles y/o aumento en los niveles de pérdidas del circuito receptor.

2.2.2 Carga en redes de distribución.

Se plantean las siguientes alternativas:

- Cambio de calibres.

Se verifica la posibilidad de aumentar la capacidad de los conductores, verificando el impacto de esta nueva condición en los apoyos dado que podría provocar el cambio de la capacidad de ruptura de apoyos y/o herrajes.

Igualmente se evalúa el impacto que provocaría realizar dicho cambio, ya que el realizar el cambio en red desenergizada o el tiempo que tomaría realizar las acciones con el uso de equipos de línea viva, generaría demanda no atendida.

- Instalación de redes nuevas.

Se evalúa la posibilidad de realizar la instalación de redes nuevas, paralelas a la red limitada, distribuyendo con ello la carga entre la red existente y la nueva, así como la valoración de la disminución de las pérdidas totales asumidas por ambas redes.

- Instalación de nuevos puntos de inyección.

En esta condición se evalúa la posibilidad de instalar nuevas subestaciones en los nuevos centros de carga, disminuyendo de esta forma la carga total asumida por el circuito original y mejorando igualmente los niveles de calidad, así como los niveles de pérdidas.

2.2.3 Aumento de demanda (que no implican redes existentes)

Se observa sobre todo en el crecimiento vegetativo de los municipios, en donde se realiza la instalación de redes de uso general para atender nueva carga.

- Instalación de redes de distribución nuevas.

Se debe verificar la posibilidad de poder atender la demanda desde varios puntos de inyección, bien sea través de redes de distribución de medida tensión diferentes y/o redes de baja tensión en diferentes configuraciones.

- Instalación de subestaciones nuevas.

Para el alto aumento de demanda en donde las redes actuales no estén en capacidad de poder suplir la demanda, se plantea la instalación de subestaciones nuevas que puedan atender dicha demanda.



Para ello se evalúan diferentes puntos de conexión, así como su ubicación estratégica a fin de minimizar las pérdidas de la nueva red, y tener circuitos de longitud corta en pro de mejorar los niveles de calidad prestada.

2.2.4 Mejora en los niveles de calidad.

Para cada uno de los circuitos de media tensión se verifica los niveles de calidad prestada (si cumple en la actualidad con los niveles de calidad objetivo), caso contrario se procede a plantear soluciones que busquen la mejora de estos, así:

- Disminución de longitudes de circuito.

Para el caso de circuitos de alta longitudes, se planea la posibilidad de disminuir esta con la instalación de nuevas subestaciones en los centros de carga o el traslado de carga a otros circuitos con menor longitud.

En estos casos se verifica los niveles de pérdidas nuevos, así como las condiciones futuras de demanda en pro de no disminuir los niveles de calidad el circuito receptor.

- Partición de circuitos rurales.

Existen casos en los cuales un circuito presenta servicio tanto a sectores de la cabecera municipal, como al sector rural; lo cual provoca que las fallas presentadas en el sector rural impacten negativamente el servicio en el sector urbano.

Por lo anterior se plantea la posibilidad de la instalación de nuevos circuitos que partan de la subestación, independizando con ellos el sector rural del urbano.

- Instalación de cable ecológico.

Dada la buena experiencia recibida con la instalación de cable ecológico, se plantea la posibilidad de realizar la instalación de este sobre todo en los sectores urbanos, en los cuales se presentan vanos de menor longitud, ya que el peso de este conductor puede cambiar ostensiblemente las condiciones de la red.

Se verifica entonces la capacidad de ruptura que tienen los apoyos actuales, la longitud de los vanos, así como la capacidad de los herrajes, debiéndose en muchos proyectar el cambio de apoyos, así como la instalación de nuevos a fin de cumplir los vanos máximos permitidos para este tipo de conductor.

- Instalación de reconectores en la red.



Para los casos en los cuales los vanos son extensos o la red se encuentre en zonas muy quebradas (común en sectores rurales) se plantea la posibilidad de instalar reconectores tele controlados, los cuales dan la posibilidad de sectorizar las fallas, disminuyendo los tiempos de reposición de fallas, y reduciendo la ENS.

2.2.5 Mejora en los niveles de pérdidas.

En los elementos que se presentan niveles de pérdidas técnicas altos, se plantean las siguientes soluciones:

- Construcción de nuevas subestaciones.

Se plantea la instalación de nuevas subestaciones en ramales de alto impacto de pérdidas, buscando los centros de carga.

- Instalación de banco de condensadores.

Se realiza la simulación de instalación de banco de condensadores en diferentes puntos de la red, con la ventaja que estos elementos son de costos bajos y de fácil instalación.

- Instalación de redes paralelas.

Se verifica la instalación de redes paralelas que ayuden a disminuir la carga de las redes actuales.

- Repotenciación de la red.

Se verifica la posibilidad de aumentar los calibres de la red, verificando igualmente la capacidad de ruptura de los apoyos existentes, así como de las estructuras y los tiempos requeridas para realizar dichas acciones, dado el impacto que se tiene sobre la ENS.

- Cambio de configuración de la red actual.

Se verifica la existencia de redes cercanas de otros circuitos cuyos niveles de pérdidas se encuentren por debajo de los niveles reconocidos. Una vez ubicadas, se plantea la instalación de redes que cambien la configuración del circuito y buscando el punto óptimo de apertura del circuito inicial para que las pérdidas que se tengan al final sean menores que en la nueva condición.

- Transformadores de distribución.

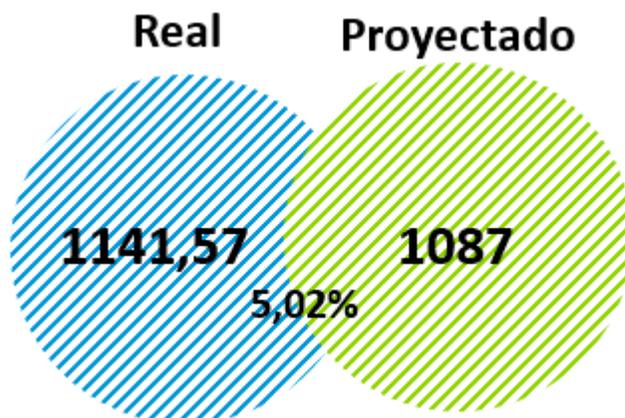
Para los transformadores de distribución en los cuales los estudios arrojan niveles altos de pérdidas, se plantea la división de la red de baja en dos secciones, así como la instalación de transformadores que lo soporte, teniendo con ello redes de menor longitud y pérdidas por transformación menores.



2.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

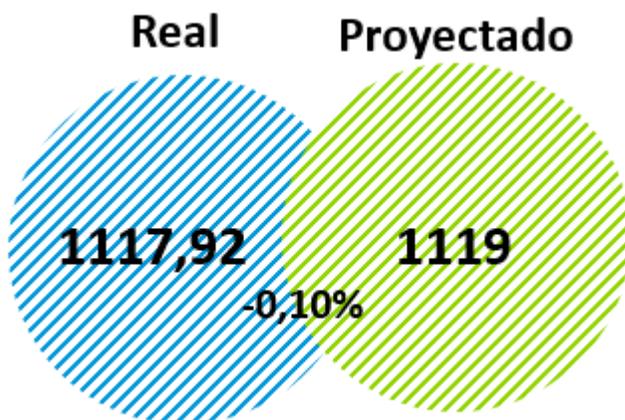
2.3.1 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

La demanda neta de energía del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2019 fue de 1.141,57 GWh real, frente a 1.087 GWh de demanda proyectada, para una diferencia del 5,02% por encima de lo proyectado.



Gráfica 5 Demanda neta de energía 2019 Real vs Proyectada (GWh)

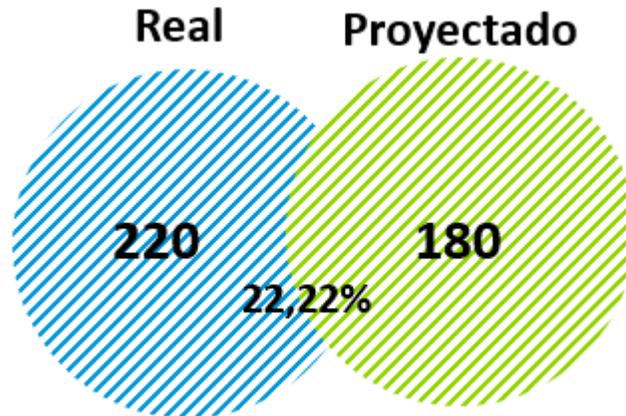
La demanda neta de energía del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2020 fue de 1.117,92 GWh real, frente a 1.119 GWh de demanda proyectada, para una diferencia de -0,10% por debajo de lo proyectado.



Gráfica 2 Demanda neta de energía 2020 Real vs Proyectada (GWh)

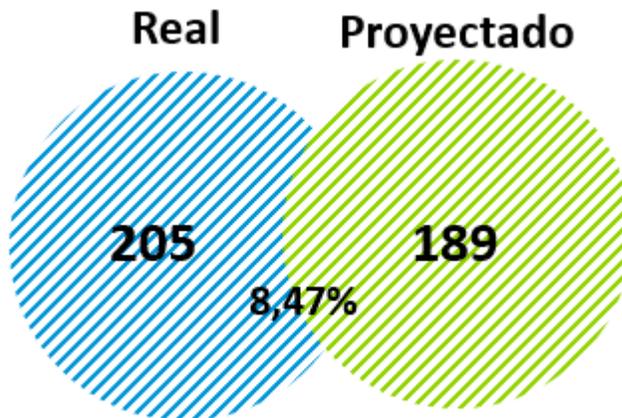


La demanda máxima de potencia del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2019 fue de 220 MW real, frente a 180 MW de demanda proyectada, para una diferencia de 22.22% por encima de lo proyectado.



Gráfica 3 Demanda máxima de potencia 2019 Real vs Proyectada (MW)

La demanda máxima de potencia del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2020 fue de 205 MW real, frente a 189 MW de demanda proyectada, para una diferencia de 8.47% por encima de lo proyectado.



Gráfica 4 Demanda máxima de potencia 2020 Real vs Proyectada (MW)



DESCRIPCION DEL SISTEMA	2019		2020		UNIDAD
	REAL	PROYECTADO	REAL	PROYECTADO	
Demanda de Energía	1,141,569,654	1,087,000,000	1,117,916,256	1,119,000,000	KWh
Demanda de potencia	220.0	180.0	205.0	189.0	MW

Tabla 2 Demanda de Energía y Potencia Real vs Proyectada 2019-2020

2.3.2 ÁREA DE INFLUENCIA

Actualmente la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. atiende el departamento del Huila, así como unos sectores del municipio de Ataco (Tolima) y San Vicente del Caguán (Caquetá); para lo cual cuenta con tres (3) puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

- Central Betania: a través de dos bancos de transformadores 230/115 kV.
- Subestación Altamira: a través de un banco de transformadores 230/115 Kv.
- Subestación Prado: conexión a 115 kV con la Subestación El Bote de propiedad de ELECTROHUILA.

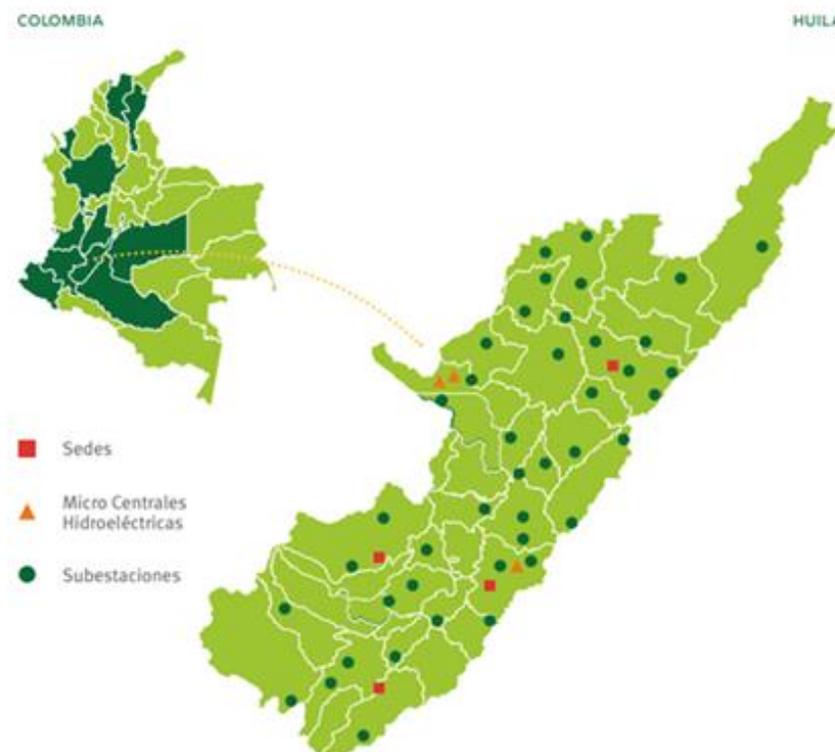


Ilustración 2 Área de influencia EH



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



2.3.3 USUARIOS ATENDIDOS

La geografía del departamento del Huila presenta diferentes pisos térmicos, con condiciones climáticas y económicas (agro, minera, etc.) diferentes, por lo tanto, el mantenimiento de activos se hace de manera zonal, dividiendo el área de influencia de la electrificadora, en cuatro grandes zonas: Norte, Centro, Occidente y Sur.

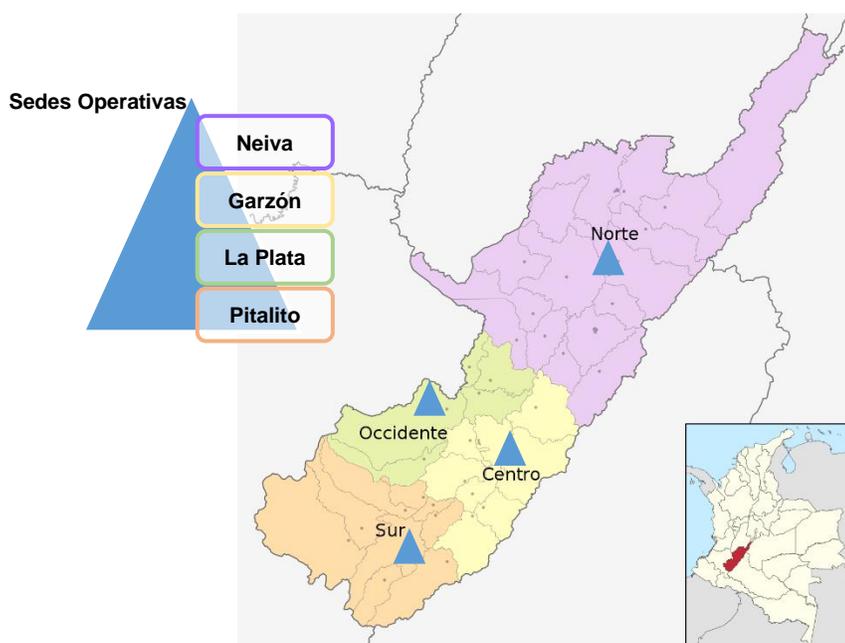


Ilustración 2 Zonas Operativas EH



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA



Por otro lado, para lograr cumplir con la exigencia en el servicio para los sectores anteriormente mencionados, se tiene conexión con otros operadores de red que contribuyen en esta labor, operadores de red como: Caquetá (a 115 kV), Guadalupe (Tolima) a 34.5 kV, Santa Leticia (Tolima) a 13.8 kV, Alpujarra (Tolima) a 34.5 kV; y de manera transitoria, conexión a 115 kV del departamento del Putumayo.

La cantidad de usuarios totales registrados para el año 2019 fue de 397.869, y para el año 2020 se tiene un total de 407.901 usuarios, con un crecimiento del 2.52% respecto al año anterior.

2.3.4 SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Durante el 2019 se recibieron un total de 677 solicitudes, de las cuales 71 fueron solicitudes de conexión recibidas por AGPE, GD entre otros. Las restantes 606 solicitudes de conexión fueron de usuarios no regulados y regulados, para las cuales ELECTROHUILA evaluó cada una de las solicitudes verificando el cumplimiento de los requisitos aplicables para de esta forma dar respuesta a dichas solicitudes.



Gráfica 5 Solicitudes de conexión recibidas 2019

Durante el 2020 se recibieron un total de 736 solicitudes, de las cuales 122 fueron solicitudes de conexión recibidas por AGPE, GD entre otros. Las restantes 614 solicitudes de conexión fueron de usuarios no regulados y regulados, para las cuales ELECTROHUILA evaluó cada una de las solicitudes verificando el cumplimiento de los requisitos aplicables para de esta forma dar respuesta a dichas solicitudes.



Gráfica 6 Solicitudes de conexión recibidas 2020



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



2.3.5 ACTIVOS OPERADOS

En general en el Sistema Eléctrico atendido por ELECTROHUILA corresponde a redes aéreas (en su mayoría desnudas) tanto en media, como en baja tensión. Lo que la hace vulnerable a fallas en la red debidas a arborización, tránsito de animales, etc.

De igual forma, debido a la alta dispersión de usuarios en el departamento del Huila, en el sector rural se presentan redes de muy amplia longitud, así como transformadores de distribución de altas capacidades y redes extensas de baja tensión.

Al día de hoy Electrohuila S.A. E.S.P. opera un total de 53 subestaciones eléctricas, 1 de ellas interconectada al Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual se ubica en el municipio de Altamira; 6 a la red de 115 kV y las restantes operan continuamente en media tensión a lo largo de todo el departamento del Huila. Adicionalmente, a través de sus 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de generación Iquira 1, Iquira 2 y La Pita, se inyecta energía eléctrica a la red de las Zonas Norte, Occidente y Centro del Sistema Eléctrico del Huila (SEH).

Dentro de su infraestructura como operador de red (OR), en el Sistema de Transmisión Regional (STR) de Electrohuila S.A. E.S.P., se cuentan con líneas de transmisión a 115 kV; en el Sistema de Distribución Local (SDL), circuitos a 34.5 kV y circuitos a 13.8 kV nivel de tensión usado por sus usuarios, los cuales se ubican en las áreas urbana y rural de todo el departamento del Huila.

ACTIVOS OPERADOS	REAL	PROYECTADO	UNIDAD
Longitud de líneas Nivel 2	10201.58	10060.62	Km
Longitud de líneas Nivel 3	1070.67	1085.67	Km
Longitud de líneas Nivel 4	327.88	327.88	Km
S/E U4	468	468	MVA
S/E U3	290	290	MVA
S/E U2	319.1	323.9	MVA
Transformadores de Distribución	17714	17673	Un

Tabla 2 Cantidad Activos Operados

Nota: En el caso particular de Neiva se tiene implementado un sistema de reconectores tele controlados en Nivel 2, para realizar el anillamiento entre circuitos. Lo anterior con la firme intención de buscar la reducción de los indicadores de calidad de los circuitos asociados a dichos anillos.



Electrohuila S.A. E.S.P. cuenta con un Sistema de Gestión de Distribución, compuesto por dos Sistemas SCADA, en un Centro de Control de última tecnología, desde donde se gestiona de manera remota la operación de sus subestaciones eléctricas, un Sistema de Información Geográfica (GIS) y un servicio de Atención Telefónica, con interfaz a estos dos sistemas a través del cual los usuarios pueden realizar las 24 horas del día el reporte de fallas del servicio. El Aplicativo OMS (Outage Management System), es la herramienta de software integrada mediante la cual se recibe y almacena la información de todas las interrupciones la cual es base para el cálculo automático de los indicadores de calidad del servicio individual y media, regidos por la CREG; a través de la gestión continua de ésta herramienta de software Electrohuila S.A. E.S.P., coordina continuamente la atención técnica de las emergencias que ocurren en su sistema eléctrico a lo largo y ancho del departamento del Huila mediante cuadrillas y auxiliares electricistas que permanecen en campo con materiales y demás recursos necesarios a quienes se les asignan órdenes de trabajo a sus terminales portátiles y estos a su vez reportan oportunamente la finalización de las correspondientes labores.

2.3.6 INDICADORES DE CALIDAD

Con base en la información oficial de afectaciones reportadas al LAC y con la información de usuarios reportados al SUI, se realizó el cálculo de los indicadores de Calidad Media (SAIDI-SAIFI) para el año 2019 Y 2020 del operador de red ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Indicador SAIDI

Indicador SAIDI	2019	2020
Limite Superior	34.4760	31.7180
SAIDI Meta	34.3050	31.5600
Límite Inferior	34.1330	31.4020
SAIDI REAL	42.7300	54.0700
% CUMPLIMIENTO	-25%	-71%

Tabla 3 Comportamiento del indicador SAIDI durante el año 2019 y 2020

Siendo el valor acumulado de SAIDI REAL para el año 2019 igual a 42.73 horas y para el año 2020 igual a 54.07 horas.

De lo anterior, podemos concluir que los usuarios del Sistema Eléctrico del Huila para el año 2019 presentaron en promedio 42.73 horas/año de interrupciones, es decir, alrededor de 1.8 días al año sin servicio energía eléctrica. Para el 2020 presentaron en promedio 54.07 horas/año de interrupciones, es decir, alrededor de 2.2 días al año sin servicio energía eléctrica. Uno de los principales factores que afectaron este indicador de calidad media se asocia a las lluvias que se presentaron en el



departamento del Huila durante los meses de enero, marzo, abril, mayo, noviembre y diciembre, meses donde se presentaron valores de SAIDI, por encima del promedio anual de EH.

Indicador SAIFI

Indicador SAIFI	2019	2020
Limite Superior	13.2010	12.1450
SAIFI Meta	13.1350	12.0840
Límite Inferior	13.0690	12.0240
SAIFI REAL	29.4400	34.3400
%CUMPLIMIENTO	-124%	-184%

Tabla 4 Comportamiento del indicador SAIFI durante el año 2019 y 2020

Siendo el valor acumulado de SAIFI REAL para el año 2019 igual a 29.44 interrupciones y para el año 2020 igual a 34.34 interrupciones.

Con respecto al indicador SAIFI, podemos concluir que los usuarios del Sistema Eléctrico del Huila presentaron en promedio 29.44 interrupciones por año para el 2019, un poco menos de 3 interrupciones por mes. Para el año 2020 se presentaron en promedio 34.34 interrupciones por año, un poco menos de 3 interrupciones por mes.

2.4. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

En cumplimiento al Anexo 6, numeral 6.7 de la Resolución 015 de 2018 expedida por la Comisión de Energía Eléctrica y Gas – CREG, la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P se permite informar:

Que la Resolución CREG 015 de 2018 dentro de sus articulados les solicita a los prestadores del servicio de energía eléctrica, presentar al regulador el plan de inversiones del 2019 al 2023 de acuerdo con los criterios y lineamientos allí establecidos.

Y según el artículo 2 de la resolución CREG 085 del 2018 donde modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y establece que para la solicitud de aprobación de ingresos de todos los activos puestos en operación entre la fecha de corte y hasta el 31 de diciembre del año anterior al primer año los OR deben escoger e informar una de las opciones allí mencionadas, siendo para este caso la opción (a) la escogida quedando de la siguiente manera:

Incluir el valor de estos activos en el ingreso del primer año: el valor de los activos se determinará aplicando la fórmula de la variable $INVR_{j,n,l,t}$, establecida en el numeral



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA

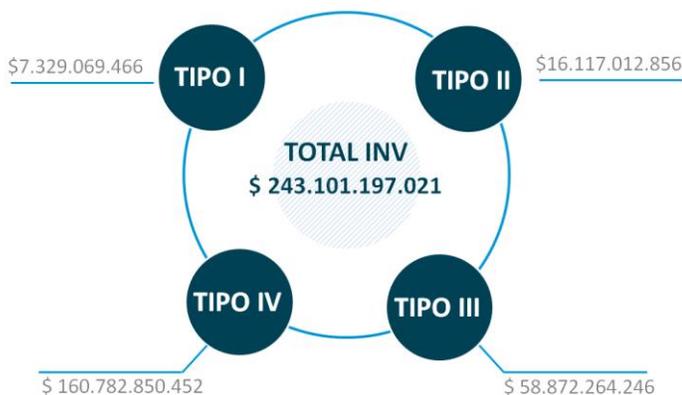


3.1.1.2.3 y el resultado se sumará a la variable BRAEN_{j,n,t} del respectivo nivel de tensión.

En atención al requerimiento regulatorio mencionado, se presentó el Plan de Inversiones ELECTROHUILA S.A. E.S.P. vigencia del periodo tarifario (2019 - 2023), con una inversión cercana a los COP \$ 243.101 millones de pesos y valorado en Unidades Constructivas – UC. Este Plan está en proceso de aprobación por parte de la CREG.

De acuerdo con el marco regulatorio, la discriminación del tipo de proyectos corresponde a:

- 2.4.1 **Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- 2.4.2 **Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos existentes.
- 2.4.3 **Tipo III:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- 2.4.4 **Tipo IV:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.
- 2.4.5 **Gestión de activos:** activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.



Gráfica 6 Desagregación del Plan de Inversiones de acuerdo al tipo de inversión

*Precios en pesos COP



En el plan de inversiones del operador de red ELECTROHUILA, incluye proyectos de inversión motivadas para la atención de la demanda eléctrica (Proyectos orientados a la mejora de la infraestructura existente o instalación de nuevos equipos y redes que permitan atender la nueva demanda y todo lo que ello implique) e inversiones no motivadas por la atención de la demanda eléctrica y otros proyectos que, aunque no se originan por el crecimiento de la demanda requieren de la instalación de nuevos activos y nueva infraestructura en el sistema, optando por la presentación de un plan de inversión con un horizonte de 5 años, para el periodo comprendido entre los años 2019 y 2023 quedando de la siguiente manera:



Gráfica 7 Desagregación del Plan de Inversiones por año

*Precios en pesos COP

Los objetivos del plan de inversión corresponden a:

- Atender el crecimiento de la demanda dando cumplimiento a los requerimientos técnicos y operativos que satisfacen la prestación segura y confiable del suministro.
- Reposición de activos que, por su estado, nivel de riesgo, obsolescencia y antigüedad, ponen en riesgo la prestación segura y confiable del suministro.
- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, aportando al cumplimiento de las metas y atendiendo los requisitos de inversión del esquema de calidad del servicio.



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA



- Mejorar la gestión de pérdidas de energía, aportando al sostenimiento de los índices de pérdidas.

Apuntándole al cumplimiento de las metas definidas por la CREG.



Gráfica 8 Desagregación del Plan de Inversiones por montos de inversión

**Precios en pesos COP

De igual manera el plan de inversiones fue estructurado acorde a las necesidades y requerimientos de la comunidad asociados a la calidad del servicio, reducción de las pérdidas, atención de la nueva demanda y reposición de activos para cada una de las zonas operativas; proyectos que quedaron asignados de la siguiente manera:

ZONA	TOTAL INVERSIÓN
NORTE	\$ 113.203.378.438
CENTRO	\$ 25.241.146.651
OCCIDENTE	\$ 41.449.166.007
SUR	\$ 51.310.086.429
SISTEMA	\$ 7.017.723.370
Total	\$ 238.221.500.895

Tabla 5 Inversión por Zonas Operativas

**Precios en pesos COP



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



2.5. AVANCE DEL PLAN DE INVERSIÓN

En desarrollo del primer año (2019) del Plan de Inversiones CREG y preparación de las inversiones del Año 2 (2020), ELECTROHUILA logró un importante avance en el ajuste de sus procesos que permitieron fortalecer la gestión corporativa en proyectos, mediante la adopción de buenas prácticas. Cabe resaltar que todos los proyectos, obras y actividades ejecutadas durante este primer año, cumplen estrictamente con los requisitos legales aplicables, incluido el trámite y obtención de las licencias, permisos, concesiones y/o autorizaciones ambientales. Adicionalmente la empresa cumple estricta y oportunamente todas las medidas técnicas eléctricas, civiles y de manejo ambiental que imponen las autoridades competentes.

Cabe resaltar que en la actualidad aún se presentan inconvenientes de tipo técnico, legal y corporativo para el avance de los proyectos, inconvenientes que a medida que se presentan se estudian e identifican las causas para posteriormente estructurar el plan de acción, todo esto enmarcado en una política de ciclo PHVA en proyectos.

2.5.1 LOGROS

En términos generales el 2019 fue un buen año, siendo éste el primer año para la implementación del plan de inversiones, año de retos, ajustes y cambios tanto a nivel interno como externo de la organización, aun así, podemos mencionar algunos logros alcanzados en el cumplimiento de las metas establecidas para el Plan de Inversiones ELECTROHUILA S.A. E.S.P. 2019.

2.5.1.1 INDICADOR GENERAL DE PÉRDIDAS CIERRE 2019-2020: Se logró poner en marcha el plan de perdidas bajo el nuevo marco regulatorio, permitiendo la reducción sustancial de las pérdidas de energía del sistema y cumpliendo satisfactoriamente la meta propuesta para el primer año.

REDUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PERDIDAS	2019	2020
IPT Meta	13.67%	13.62%
IPT Real	11.93%	12.47%

Tabla 6 IPT Meta vs IPT Cerrado 2019-2020

El Indicador de pérdidas total real para diciembre de 2019 es del 11,93%. Y para el año 2020 el indicador de pérdidas total real para diciembre es del 12,47%.

2.5.1.2 TERCER ELEMENTO: Se terminó la fase final de automatización de subestaciones y automatización de redes, logrando cubrir los requerimientos regulatorios, lo cual significó una serie de desconexiones a los usuarios de muy alto impacto en la continuidad del servicio.



2.5.1.3 REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN: Se avanzó en la ejecución de proyectos para la división de circuitos ajustando las cargas de los usuarios existentes permitiendo mejorar los niveles de calidad del servicio y la reducción de las pérdidas técnicas.

2.5.1.4 ATENCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: Se llevó a cabo la ejecución de importantes proyectos para la ampliación de cobertura en varios municipios con el fin de beneficiar proyectos de viviendas de nuevas familias en el departamento.

2.5.1.5 REPOSICIÓN DE ACTIVOS: Se realizó la reposición de equipos que por su estado y antigüedad representaban un alto riesgo para la prestación segura y confiable del suministro.

2.5.1.6 PLAN DE PERDIDAS: Se puso en marcha el plan de pérdidas planeado bajo el marco regulatorio, permitiendo la disminución sustancial de las pérdidas presentes en el sistema.

2.5.2 DIFICULTADES

En general y durante el primer año de ejecución del plan de inversiones, la realización de los proyectos tuvo dificultades para su implementación, entre otras razones, por:

- Obstáculos por parte de la comunidad
- Tomas de decisión prolongadas, por el mismo carácter público de la organización.

Adicionalmente a esto, se quiere hacer especial mención en 2 de las dificultades que más impactaron de forma negativa la ejecución del plan de inversión para el 2019.

El primero de ellos, fueron los inconvenientes e imprevistos presentados durante la gestión social y ambiental que llevó a que muchos de los proyectos planteados para el 2019 no se pudieran ejecutar el mismo año, por ende, el diseño final del proyecto y contratación del mismo se tardó más de lo esperado y tuvo que posponer las fechas para su ejecución.

2.5.3 DESDE LA GESTIÓN SOCIAL

Para los proyectos de construcción de subestaciones se presentaron retrasos para la adquisición del lote, debido a que en la selección de los lotes a los cuales se les hizo el respectivo avalúo (se avaluaron un promedio ocho predios por proyectos), al momento de realizar la oferta de compra los propietarios de los predios no estaban de acuerdo, ya que el valor esperado o solicitado por ellos era superior a lo que daba el avalúo y a lo permitido a pagar legalmente.



Para los proyectos que requerían otorgamiento de servidumbres, se presentaron problemas con varios de los propietarios de predios los cuales esperaban un valor de indemnización superior al valor real del predio o del resultado del avalúo, esta es la situación más recurrente y la que ha generado mayores retrasos en el desarrollo del plan de inversiones.

En otros casos de proceso de gestión para el otorgamiento de servidumbres los propietarios de predios solicitaban en lugar del pago económico compensaciones en especie, muchas de ellas no eran viables desde el punto de vista financiero y legal, lo que ocasiono rupturas en las negociaciones y proceder a iniciar procesos judiciales.

De igual forma se presentaron dificultades en el otorgamiento de permisos por parte de las administraciones municipales para la ejecución de proyectos que implicaban la realización de obras en la parte urbana, proyectos que estaban orientados a la mejora en la calidad del servicio, condiciones de seguridad y disminución de pérdidas técnicas.

2.5.4 DESDE LA PARTE TÉCNICO COMERCIAL

Por otro lado, queremos precisar de forma más clara lo acontecido con el proyecto instalación banco de condensadores programa de pérdidas que se tenía previsto ejecutar el 2019 y tenía que ver con el avance en el plan de perdidas, proyecto que impulsaba sustancialmente la meta propuesta desde el punto de vista financiero y técnico.

Como se había mencionado, para el caso específico de reducción de pérdidas, se planteó el proyecto de instalación de Bancos de Condensadores en los circuitos de 13.8 k.V para desarrollar en el año 2019, el cual permite la reducción de pérdidas en el sistema ostensiblemente.

Para estructurar este proyecto se parte de los resultados obtenidos del estudio realizado por la UTP (Universidad Tecnológica de Pereira), el cual indica instalar 161 Bancos de Condensadores con diferentes capacidades en 23 circuitos de 13.8 k.V del Sistema Eléctrico del operador de red ELECTROHUILA.

Con la información suministrada por el estudio se dio paso a la realización del proyecto y se encontraron varios inconvenientes, los cuales se hacen mención a continuación:

- Al solicitar cotización a diferentes proveedores para la adquisición de los equipos con las capacidades indicadas por el estudio, nos dimos cuenta de que comercialmente no fue posible encontrarlas en el medio.
- Por otro lado, se evidencio que muchos de los equipos de los cuales se recibieron cotizaciones no contaban con el *CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO RETIE* o *REQUISITOS ADAPTADOS DE LAS NORMAS IEC 60831-1, IEC 60831-2, BS 1650, VDE 0560, CSA 22-2-*



190, UL 810, UL 945VA, JIS C 4901, NTC 3422, NTC 2834, NTC 2807 o IEC 60871-1/2.

- No obstante, se llevó a cabo una conciliación con la UTP para el ajuste del estudio y de esta manera viabilizar el proyecto, este ejercicio permitió analizar algunas de las cotizaciones con equipos y capacidades encontradas y que se ajustaban al estudio cumpliendo los requisitos técnicos y legales, pero se llegó a la conclusión de, que el valor de estos equipos estaban aproximadamente 10 veces más por encima de los valores de referencia indicados en la resolución, esto generaba un sobrecosto del proyecto muy elevado.
- Los valores de los equipos requeridos no se ajustan los precios comerciales con los estimados por la resolución.

De lo anterior, siendo la principal razón y el motivo por el cual no se ha podido llevar a cabo la ejecución del proyecto, se puede decir que aún se encuentra en etapa de ajuste para su desarrollo y puesta en marcha.

2.5.5 PRESUPUESTO PLAN DE INVERSIÓN 2019

Para el año 2019 se logró la ejecución de proyectos e inversiones por un valor de \$25.173 millones. Esto permitió el mejoramiento integral de la capacidad, confiabilidad y calidad del servicio en todo el sistema eléctrico en el marco del plan estructurado para 5 años.

CATEGORIA	NIVEL				TOTAL
	1	2	3	4	
1	\$ -	\$ 1.671.449.250	\$ -	\$ -	\$ 1.671.449.250
2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.572.526.078	\$ 1.572.526.078
4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
7	\$ -	\$ 2.140.356.344	\$ 128.052.639	\$ -	\$ 2.268.408.983
8	\$ -	\$ 430.575.052	\$ 363.538.386	\$ -	\$ 794.113.438
9	\$ -	\$ 5.024.193.000	\$ 925.591.000	\$ -	\$ 5.949.784.000
10	\$ -	\$ 2.722.454.628	\$ 2.722.454.628	\$ 2.722.454.628	\$ 8.167.363.883
11	\$ 2.885.203.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.885.203.000
12	\$ 1.864.784.080	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.864.784.080
TOTAL	\$ 4.749.987.080	\$ 11.989.028.274	\$ 4.139.636.653	\$ 4.294.980.706	\$ 25.173.632.712

Tabla 7 ejecución 2019

Para el año 2020 se logró la ejecución de proyectos e inversiones por un valor de \$16.844 millones. Esto permitió el mejoramiento integral de la capacidad, confiabilidad y calidad del servicio en todo el sistema eléctrico en el marco del plan estructurado para 5 años.



CATEGORIA	NIVEL				TOTAL
	1	2	3	4	
1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
4	\$ -	\$ 269.024.000	\$ 2.578.158.000	\$ 266.498.000	\$ 3.113.680.000
5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
7	\$ -	\$ 4.805.067.063	\$ 14.720.076	\$ -	\$ 4.819.787.139
8	\$ -	\$ 228.524.758	\$ 10.257.770	\$ -	\$ 238.782.528
9	\$ -	\$ 2.069.544.000	\$ 1.693.000	\$ -	\$ 2.071.237.000
10	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
11	\$ 3.487.474.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3.487.474.000
12	\$ 3.114.004.026	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3.114.004.026
TOTAL	\$ 6.601.478.026	\$ 7.372.159.821	\$ 2.604.828.846	\$ 266.498.000	\$ 16.844.964.693

Tabla 8 ejecución 2020

Es importante mencionar que a pesar de las dificultades que se presentaron a lo largo del año para la ejecución del plan de inversiones 2019 y 2020, se logró avanzar en la gestión administrativa y técnica para la contratación de los proyectos.

Actualmente algunos de los proyectos que estaban pendientes ya se encuentran en su fase final para la contratación y posterior ejecución. Proyectos que por su complejidad presentaron inconvenientes a lo largo del proceso para el otorgamiento de licencias y/o permisos de tipo ambiental y administrativo con entidades del orden local, regional y nacional, que llevaron al retraso en los tiempos establecidos para su implementación.

Como observación general del primer año de ejecución del plan de inversión, es de aclarar que dado que en la circular CREG No. 024 de 2020 se consignan los requisitos necesarios para dar reporte e informe de ejecución del plan de inversiones en el año 1, y de acuerdo a la información requerida en los numerales 6.5 y 6.7 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, sobre la ejecución de los planes de inversión, así como las metas de mejora de calidad del servicio y de reducción de pérdidas de energía; los formatos para dar reporte, actuando consecuentemente con lo anteriormente mencionado, disponen de un espacio para dar las cifras de rendimiento respecto a la calidad. Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. no calcula, y por tanto no presenta datos específicos de calidad y de su desempeño, debido a que actualmente la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. no cuenta con la resolución de aprobación de cargos; por ende, no se cuenta con un dato de referencia con el cual se puede hacer contraste y realizar una medición objetiva para conocer el verdadero nivel de calidad alcanzado.

2.6 DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN



2.6.1 Anexo 1 DESVIACIONES PLAN DE INVERSIONES 2019-2020.

2.7 INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

La Electrificadora del Huila SA ESP se ha propuesto mejorar sus índices de calidad en el servicio de energía eléctrica, para lo cual tiene planeado destinar dentro de su plan de inversiones proyectos de gran relevancia sobre su sistema eléctrico para brindar confianza hacia sus usuarios.

A continuación, se muestra en la siguiente tabla las inversiones destinadas para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica:

Inversión Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023
Calidad del Servicio	\$ 25,136,827,489	\$ 14,332,641,119	\$ 73,472,838,661	\$ 41,350,205,004	\$ 37,219,377,903

Tabla 9 presupuesto calidad del servicio

Durante los años 2019 y 2020 se logró trabajar los siguientes proyectos, los cuales están enmarcados dentro de los más importantes debido a su alto impacto en el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico:

- **Cumplimiento res. CREG 015-2018 tercer elemento de corte en línea.**
- **Reposición de los equipos de comunicación de las subestaciones Neiva**
- **Reposición de los relés en las subestaciones Neiva – 2019**

2.8 GESTIÓN DE ACTIVOS

2.8.1 Gestión de activos 2019

En el año 2019 se empezó a estructurar el proyecto de Gestión de Activos, realizando las siguientes actividades:

Sensibilización del personal directivo y operativo, con el conocimiento básico de lo que es un sistema de gestión de activos y el impacto en la compañía de su implementación

Se estableció el grado de madurez de la compañía o diagnóstico cualitativo de la brecha en Gestión de activos ISO 55001 (ver tabla)

Se alcanzó un 10% de avance del proyecto

El avance logrado se efectuó con recursos propios.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



Numerical ISO55001	Requisito	Nivel Madurez	
		Actual	Referente
4.1	Comprender la organización y su contexto	1,0	3,0
4.2	Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas	1,0	3,0
4.3	Determinación del alcance del sistema de gestión de activos	1,0	3,0
4.4	Sistema de gestión de activos	0,5	3,0
5.1	Liderazgo y compromiso	1,0	3,0
5.2	Política	0,0	3,0
5.3	Roles, responsabilidades y autoridad en la organización	1,0	3,0
6.1	Acciones para hacer frente a riesgos y oportunidades para el sistema de gestión de activos	1,0	3,0
6.2.1	Objetivos de gestión de activos	1,0	3,0
6.2.2	Planificación para lograr los objetivos de gestión de activos	0,5	3,0
7.1	Recursos	1,0	3,0
7.2	Competencia	1,0	3,0
7.3	Toma de conciencia	1,0	3,0
7.4	Comunicación	1,0	3,0
7.5	Requisitos de Información	1,0	3,0
7.6.1	Información documentada general	1,0	3,0
7.6.2	Redacción y actualización documentos	1,0	3,0
7.6.3	Control de la información documentada	1,0	3,0
8.1	Planificación y control operacional	1,0	3,0
8.2	Gestión del cambio	0,5	3,0
8.3	Contrato a terceros	1,0	3,0
9.1	Seguimiento, medición, análisis y evaluación	1,0	3,0
9.2	Auditoría interna	1,0	3,0
9.3	Revisión por la dirección	0,5	3,0
10.1	No conformidad y acciones correctivas	1,0	3,0
10.2	Acciones preventivas	1,0	3,0
10.3	Mejora continua	1,0	3,0
NIVEL MADUREZ EMPRESA		0,9	3,0



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



b. El sistema de información geográfico o herramienta informática donde Electrohuila tiene registrados los activos eléctricos de la compañía es el Spard MP.

Debido a que el acceso directo a esta herramienta para consultas requiere un conocimiento primario, la empresa para facilitar el acceso a la información, ha implementado la herramienta Discovery para generar y seleccionar la información que requiera los entes de control

En el año 2019 el único ente de control que solicito información de activos fue la firma NEXIA que realiza el proceso de Auditoría Externa de Gestión y Resultados

En la auditoria técnica que se realiza en este proceso para el año 2019 solicitaron la siguiente información de activos:

Visita técnica a una Subestación eléctrica - Se realiza la visita y verifican el estado de los activos, planes de Mto y cumplimiento de requisitos de seguridad entre otros

Planes de Mto preventivo y correctivo que realiza la empresa en sus redes eléctricas en los distintos niveles de tensión e indicadores asociados. Se entrega la información solicitada y entrega su informe técnico manifestando su conformidad y sugiriendo algunas acciones de mejora

2.8.1 Gestión de activos 2020

Para el año 2020, se realizó actualización del diagnóstico empresarial respecto al avance de la norma ISO 55002, en el cuadro siguiente se compara el resultado obtenido con años 2018 y 2019

ÍTEM	ISO 55001	2018	2019	2020	2023
4.1	Entender la Organización y su Contexto	1,0	1,0	1,3	3,0
4.2	Entender necesidades y expectativas de los Grupos de Interés	1,0	1,0	1,1	3,0
4.3	Determinar alcance del Sistema de Gestión de Activos	1,0	1,0	1,0	3,0
4.4	Sistema de Gestión de Activos	0,5	1,0	1,0	3,0
5.1	Liderazgo y Compromiso	1,0	1,0	1,3	3,0
5.2	Política	0,0	1,0	1,0	3,0
5.3	Roles, Responsabilidades y Autoridades	1,0	1,5	1,0	3,0
6.1	Gestión de Riesgos y Oportunidades	1,0	1,0	1,3	3,0
6.2.1	Objetivos de GA	1,0	1,0	1,0	3,0
6.2.2	Planes de GA	0,5	1,0	1,0	3,0
7.1	Recursos	1,0	1,0	1,2	3,0
7.2	Competencias	1,0	1,2	1,0	3,0
7.3	Conciencia	1,0	1,5	1,3	3,0
7.4	Comunicación	1,0	1,0	1,3	3,0
7.5	Requerimientos de Información	1,0	1,2	1,0	3,0
7.6	Información Documentada	1,0	1,0	1,2	3,0
8.1	Planeación y Control Operacional	1,0	1,2	1,3	3,0
8.2	Gestión del Cambio	0,5	1,0	1,0	3,0
8.3	Outsourcing	1,0	1,0	1,3	3,0
9.1	Monitoreo, Medidas y Análisis	1,0	1,0	1,2	3,0
9.2	Auditoría Interna	1,0	1,0	1,3	3,0
9.3	Revisión de la Gestión	0,5	0,8	1,5	3,0
10.1	NC y Acciones Correctivas	1,0	1,0	1,1	3,0
10.2	Acciones Preventivas	1,0	1,0	1,3	3,0
10.3	Mejora Continua	1,0	1,0	1,3	3,0
Evaluación		0,88	1,06	1,18	3,00



Se efectuó el planeamiento detallado del proyecto estableciendo objetivos, alcance, cronograma y presupuesto

El alcance del proyecto es:

1. Implementación de la Norma ISO 55001
2. Implementación del Sistema de Información del SGA (EAM)

3. Certificarse en la Norma ISO 55001
4. Implementar la Gestión del Cambio que garantice mantener la certificación

El cronograma del proyecto



Gráfica 10 cronograma del proyecto

Se identificaron 71 brechas para obtener la certificación del sistema en la norma ISO 55001; se realizó el planeamiento para cubrir estas brechas en los años 2021 y 2022

Se alcanzó un 25% de avance del proyecto

Se dispuso un consultor externo

b. Estrategia para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución.

El sistema de información geográfico o herramienta informática donde Electrohuila tiene registrados los activos eléctricos de la compañía es el Spard MP. El acceso directo a esta herramienta para consultas requiere un conocimiento primario.

Para facilitar el acceso a la información, la empresa utiliza la herramienta Discovery para generar y seleccionar la información que requieran los entes de control

En el año 2020 el único ente de control que solicitó información de activos fue la firma NEXIA que realiza el proceso de Auditoría Externa de Gestión y Resultados

Debido a la pandemia y restricciones en la movilidad la información requerida: Planes de Mantenimiento, Avance plan de Inversión; les fue remitida mediante correo electrónico



2.9 UC ESPECIALES (i.)

Especiales 2019

La CREG aprobó en la resolución 008-2021 las siguientes UC especiales:

Unidad Constructiva	DescripcionUC	ValorInstalado	Categoria
NOP72	Activos SGA Electrohuila - Implementacion del EAM parte I	813.282.688	10
NOP73	Activos SGA Electrohuila - Implementacion del EAM parte II	813.282.688	10
NOP74	Activos SGA Electrohuila - Inversión en activos parte I	1.626.565.375	10
NOP75	Activos SGA Electrohuila - Inversión en activos parte II	1.626.565.375	10

Para el año 2019 no estaba previsto la ejecución de estas Unidades constructivas

No se presenta avance al respecto

UC Especiales 2020

La CREG en la resolución 008-2021 aprobó las siguientes UC especiales

Unidad Constructiva	DescripcionUC	ValorInstalado	Categoria
NOP72	Activos SGA Electrohuila - Implementacion del EAM parte I	813.282.688	10
NOP73	Activos SGA Electrohuila - Implementacion del EAM parte II	813.282.688	10
NOP74	Activos SGA Electrohuila - Inversión en activos parte I	1.626.565.375	10
NOP75	Activos SGA Electrohuila - Inversión en activos parte II	1.626.565.375	10

Para el año 2020 no estaba previsto la ejecución de estas Unidades constructivas. No se presenta avance al respecto

2.10 DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS

2.10.1 Anexo 2 Diagramas Unifilares Actualizados.

2.11 FORMATOS

2.11.1 Anexo 3 Formatos.

