

EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN EMPRESA ENERGÍA DE PEREIRA

2019

CIRCULAR CREG 024/2020

GERENCIA TÉCNICA

29/05/2020

Documento con el informe de ejecución del Plan de Inversión en el primer año de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Circular CREG 024 DE 2020; para dar cumplimiento con el numeral 6.5 de resolución CREG015/2018.



CONTENIDO

| | |
|--|----|
| A) RESUMEN EJECUTIVO----- | 6 |
| B) ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS ----- | 9 |
| C) DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO ----- | 12 |
| D) RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO----- | 20 |
| E) AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS ----- | 32 |
| F) DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN ----- | 35 |
| H) GESTIÓN DE ACTIVOS----- | 36 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA 1. INVERSIÓN APROBADA 2019-2023..... | 6 |
| TABLA 2. VALOR APROBADO VS EJECUTADO 2019 | 6 |
| TABLA 3. PROYECTOS DE INVERSIÓN EJECUTADOS EN 2019 | 7 |
| TABLA 4. META VS EJECUTADO. SAIDI Y SAIFI 2019 | 8 |
| TABLA 5. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | 12 |
| TABLA 6. SUBESTACIONES | 13 |
| TABLA 7. LÍNEAS..... | 13 |
| TABLA 8. CIRCUITOS..... | 14 |
| TABLA 9. CLASIFICACIÓN DE USUARIOS | 15 |
| TABLA 10. USUARIOS MERCADO REGULADO | 15 |
| TABLA 11. USUARIOS MERCADO NO REGULADO | 15 |
| TABLA 12. DEMANDA OPERATIVA 2018 - 2019 | 16 |
| TABLA 13. DEMANDA DE POTENCIA (MW)..... | 17 |
| TABLA 14. SOLICITUDES DE CONEXIÓN | 20 |
| TABLA 15. INVERSIÓN APROBADA POR ÁREA GEOGRÁFICA | 21 |
| TABLA 16. INVERSIÓN APROBADA POR ÁREA GEOGRÁFICA | 21 |
| TABLA 17. INVERSIÓN APROBADA. TIPO II | 21 |
| TABLA 18. INVERSIÓN APROBADA. TIPO III | 21 |
| TABLA 19. INVERSIÓN APROBADA. TIPO IV | 22 |
| TABLA 20. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN | 22 |
| TABLA 21. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 4 | 22 |
| TABLA 22. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 3 | 23 |
| TABLA 23. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 2 | 23 |
| TABLA 24. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 1 | 23 |
| TABLA 25. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN | 23 |
| TABLA 26. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 4 POR CATEGORÍA | 24 |
| TABLA 27. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 3 POR CATEGORÍA | 24 |
| TABLA 28. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 2 POR CATEGORÍA | 25 |
| TABLA 29. INVERSIÓN APROBADA. NIVEL DE TENSIÓN 1 POR CATEGORÍA | 25 |
| TABLA 30. INVERSIONES ASOCIADAS A EXPANSIÓN..... | 25 |
| TABLA 31. INVERSIONES ASOCIADAS A REPOSICIÓN..... | 28 |
| TABLA 32. INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO | 30 |
| TABLA 33. PROYECTOS RELEVANTES | 30 |
| TABLA 34. INDICADORES DE REFERENCIA DE CALIDAD MEDIA | 30 |
| TABLA 35. METAS ANUALES PARA SAIDI | 31 |

| | |
|---|----|
| TABLA 36. METAS ANUALES PARA SAIFI | 31 |
| TABLA 37. DIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3, HORAS | 31 |
| TABLA 38. DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1, HORAS | 31 |
| TABLA 39. FIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3, VECES | 32 |
| TABLA 40. FIUG NIVEL DE TENSIÓN 1, VECES | 32 |
| TABLA 41. ÍNDICES DE PÉRDIDAS EFICIENTES, PEJ,N | 32 |
| TABLA 42. META VS EJECUTADO. SAIDI Y SAIFI 2019 | 34 |
| TABLA 43. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN..... | 35 |
| TABLA 45. NIVEL DE MADUREZ – REQUERIMIENTOS ISO 55001 | 38 |
| TABLA 46. INVERSIÓN EJECUTADA 2019_GESTIÓN DE ACTIVOS..... | 39 |

INDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| ILUSTRACIÓN 1. DIAGRAMA DE ARAÑA CON EL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR EEP.----- | 9 |
| ILUSTRACIÓN 2. DEMANDA COMERCIAL REGULADA (GWH-AÑO)----- | 16 |
| ILUSTRACIÓN 3. DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA (GWH-AÑO)----- | 17 |
| ILUSTRACIÓN 4. COMPORTAMIENTO DES 2018 - 2019 ----- | 18 |
| ILUSTRACIÓN 5. COMPORTAMIENTO FES 2018 - 2019----- | 18 |
| ILUSTRACIÓN 6. COMPORTAMIENTO SAIFI E IMPACTO INVERSIONES 2019 ----- | 19 |
| ILUSTRACIÓN 7. COMPORTAMIENTO SAIDI E IMPACTO INVERSIONES 2019 ----- | 20 |
| ILUSTRACIÓN 8. COMPORTAMIENTO SAIFI E IMPACTO INVERSIONES 2019 ----- | 33 |
| ILUSTRACIÓN 9. COMPORTAMIENTO SAIFI E IMPACTO INVERSIONES 2019 ----- | 33 |
| ILUSTRACIÓN 10. DIAGRAMA DE ARAÑA CON EL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR EEP EN CADA UNO DE LOS REQUERIMIENTOS EVALUADOS DE LA ISO 55001 ----- | 39 |

A). Resumen ejecutivo

De acuerdo con los lineamientos establecidos en la Circular CREG 024 DE 2020 y dando cumplimiento con el numeral 6.5 de resolución CREG 015-2018, la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. desarrolla el informe soporte de la ejecución del Plan de inversión en el primer año 2019. En el presente informe se evidencian los beneficios recibidos por los diferentes usuarios con las inversiones realizadas a nivel de atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; incluyendo los resultados obtenidos en materia de satisfacción del cliente en el 2019 el cual presenta un crecimiento de más de tres puntos porcentuales respecto al 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general. Se describe el estado del sistema en el cual se discrimina el área de influencia, los activos operados registrando longitud de las redes de distribución, cantidad de transformadores de distribución conectados, la cantidad de usuarios entre residenciales y no residenciales, las demandas de energía y potencia, indicadores de calidad del servicio y las solicitudes de conexión recibidas en los niveles de tensión 1, 2 y 3 al cierre del año de reporte.

Teniendo en cuenta la Resolución CREG 178-2019 y CREG 026-2020 con la aprobación de cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica atendida por Energía de Pereira; a continuación, se indican las inversiones aprobadas para los cinco años, cuyos valores están en pesos a diciembre del año 2017. De igual forma, se evidencia la desviación entre el valor aprobado y el realmente ejecutado en el 2019.

| RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA | | | | | |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------|
| 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| 14.225.109.453 | 19.137.242.097 | 15.677.088.716 | 22.012.566.510 | 23.265.843.713 | 94.317.850.490 |

Tabla 1. Inversión aprobada 2019-2023

| Valor Regulatorio Aprobado 2019 | Valor de Ejecución Regulatorio 2019 |
|--|--|
| \$ 14.225.109.453 | \$ 15.325.735.008 |

Tabla 2. Valor Aprobado Vs Ejecutado 2019

En el informe se muestra la inversión aprobada de acuerdo con la tabla 1.1 discriminada por área geográfica, por nivel de tensión, por categoría de activos y por los cuatro tipos de inversión (Tipo I, II, III y IV).

La inversión ejecutada en el 2019 como se identifica en la tabla 1.2 está discriminada en los siguientes proyectos:

| Proyecto | Objetivo del Proyecto Código | Valor de Ejecución Regulatorio 2019 |
|-----------------|--|--|
| 1 | RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ | \$ 663.332.879 |
| 2 | RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO | \$ 154.646.975 |
| 7 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU | \$ 433.835.331 |
| 8 | SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU | \$ 159.857.384 |
| 14 | RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA | \$ 631.131.029 |
| 19 | S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14 | \$ 215.966.735 |
| 22 | S/E VE - PINARES ALTO. | \$ 310.264.448 |
| 31 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ | \$ 1.117.202.895 |
| 37 | Reconductorización de 0,32Km hacia la suplencia con el 3CE. | \$ 93.653.766 |
| 52 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942 | \$ 59.763.581 |
| 53 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA. | \$ 490.135.536 |
| 57 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU | \$ 166.899.370 |
| 62 | Construcción salida circuito 2 CU macroproyecto GVR | \$ 162.447.486 |
| 65 | CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED PARA URBANIZACIÓN EL REMANSO SECTORES B Y C (IV ETAPA) | \$ 99.624.875 |
| 78 | CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE | \$ 147.646.552 |
| 96 | Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I | \$ 1.199.805.245 |
| 101 | Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel II y III | \$ 1.941.606.432 |
| 106 | REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17 | \$ 732.920.723 |
| 115 | Reemplazo Servicios Auxiliares en Subestación CUBA | \$ 121.548.000 |
| 122 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-PA | \$ 162.975.672 |
| 123 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-LR | \$ 237.237.804 |
| 124 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T3DQ | \$ 90.332.988 |
| 125 | Sistema de supervisión y control S/E PAVAS | \$ 2.171.342.000 |
| 126 | Sistema de supervisión y control S/E NARANJITO | \$ 1.261.819.000 |
| 127 | Nuevo Circuito 2CU | \$ 139.031.000 |
| 128 | Nuevo Circuito ICU | \$ 259.647.012 |
| 129 | Nuevo Circuito 7VE | \$ 139.031.000 |
| 130 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T1CU | \$ 87.803.892 |
| 139 | Ventorrillo-Cambio de RC por bahía en el IVE, incluyendo equipo de calidad | \$ 349.980.000 |
| 143 | Cambio de seccionador de línea en la línea DVE en la SE DQ. | \$ 58.742.550 |
| 146 | Sistema de Gestión de activos | \$ 668.763.078 |
| 9 | RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN. | \$ 143.296.338 |
| 69 | OBRA CIVIL. REMODELACIÓN CTO.2CE ETAPA III. Calles 21 a 27 | \$ 295.028.434 |
| O2019 | OTRAS INVERSIONES EN LA RED | \$ 358.415.000 |
| TOTAL | | \$ 15.325.735.008 |

Tabla 3. Proyectos de inversión ejecutados en 2019

Los proyectos 9 – (Ramal General Xochimilco - Jordán), 69 – (Obra Civil. Remodelación Cto. 2CE Etapa III); son proyectos que hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2020, pero se inició con su ejecución en el 2019, teniendo en cuenta que algunos de los proyectos aprobados para el 2019 no se pudieron iniciar en el 2019, debido a que algunos dependían de permisos de algunas entidades gubernamentales, para los cuales no se alcanzó en el 2019 a tener la autorización por parte de estas para iniciar con dichos proyectos. Para otros fue necesario realizar trabajos concernientes a obras civiles en subestaciones, las cuales no se alcanzaron a tener listas en el mismo año.

En cuanto al avance en el cumplimiento de las metas propuestas, se presentan los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI con corte a diciembre del año de presentación del informe comparándolos con los suministrados a la Comisión.

| <i>Desempeño 2019</i> | | |
|--------------------------|------------------|--------|
| SAIDI (Horas) | <i>Meta</i> | 13,705 |
| | <i>Ejecutado</i> | 20,78 |
| SAIFI (Veces) | <i>Meta</i> | 11,672 |
| | <i>Ejecutado</i> | 13,89 |

Tabla 4. Meta Vs Ejecutado. SAIDI y SAIFI 2019

Dichos indicadores tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones. El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018. Los resultados se justifican en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluibles del cálculo de los indicadores de calidad actualmente. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios.

En lo correspondiente a Gestión de Activos, la vigencia 2019 se inició con el diagnóstico de procesos, valorando en nivel de madurez y hoja de ruta del Sistema de Gestión de Activos para Energía de Pereira. Mediante este estudio realizado por la Firma PMM se determinó que Energía de Pereira obtuvo un nivel de

madurez de 1,19 (Consciente) y la meta a alcanzar es nivel de madurez 3 (Competente); en el desarrollo del informe, se muestra el nivel de madurez obtenido en cada uno de los requerimientos de la ISO55001.

En el 2019 se realiza la compra del software EAM Máximo-IBM para el manejo de la información que garantice la gestión del ciclo de vida del activo, iniciando con los trámites respectivos para su implementación.

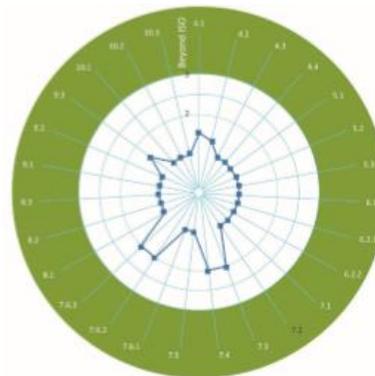


Ilustración 1. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP.
Fuente Diagnóstico PMM

B.) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Las inversiones realizadas en el primer año del plan de inversión fueron ejecutadas teniendo siempre presente el enfoque principal de las mismas, con respecto a la atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; lo cual le trae a los diferentes usuarios, ya sea a corto, mediano o a largo plazo grandes beneficios, ya que con las reposiciones de redes que estaban en mal estado, los equipos de subestaciones, líneas que ya se encontraban obsoletos, la instalación de nuevos equipos y brindando mayor capacidad en algunos circuitos se puede atender el crecimiento de la demanda de acuerdo con las solicitudes recientes o las futuras, manteniendo una buena prestación del servicio con calidad, confiabilidad y completa cobertura independiente del usuario que lo requiera, ya sea de tipo industrial, comercial o residencial.

La ejecución de los proyectos de inversión realizados, en general, buscan tanto a corto como a mediano plazo causar el mismo efecto positivo, principalmente en atender todas las solicitudes de prestación del servicio de los diferentes usuarios, con calidad y minimizando el riesgo, no solo de los equipos sino por la seguridad de las personas que los operan.

Todos los beneficios mencionados anteriormente se ven materializados en la forma en que los usuarios podrán contar con mayor número de horas de disponibilidad del servicio, así se tendrá claro que las fallas en un sistema de distribución nunca van a faltar por diferentes factores. Con las inversiones

ejecutadas incluyendo la instalación de nuevos equipos se logra que estas fallas sean atendidas de una forma más rápida, ocasionando el restablecimiento del servicio en menor tiempo.

En general se identifican los siguientes beneficios para los diferentes usuarios de la zona de influencia del Sistema de Distribución Local de Energía de Pereira:

- Demanda - Calidad del Servicio - Riesgo Operativo**
- Minimizar la frecuencia de daños en la red
 - Minimizar los mantenimientos correctivos
 - Instalación de red previendo las expansiones futuras.
 - Garantizar mayor continuidad en el servicio.

 - Brindar mayor estabilidad y confiabilidad.

 - Optimizar la capacidad de los transformadores instalados.

Medición nivel de satisfacción de los usuarios

El resultado obtenido en materia de satisfacción del cliente en el 2019 presenta un crecimiento de más de tres puntos porcentuales respecto al 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general. De estos resultados se destaca una mejora del veinte por ciento en la percepción del cliente, frente a la relación entre el precio cobrado por el servicio vs la calidad de este y la atención ofrecida por nuestro personal humano, resultados que soportan el interés latente que tiene Energía de Pereira por generar valor compartido a sus usuarios.

Destacando estos buenos resultados, es importante reconocer que el sector energético está viviendo una transformación radical, donde los avances tecnológicos, la apuesta por ser sostenibles en el ambiente, lo social y lo económico, así como los cambios regulatorios y la necesidad por seguir siendo competitivos en el mercado llevan a señalar que la innovación servirá como el motor de la estrategia de crecimiento de la organización, es por esto que la innovación ha sido un esfuerzo reciente para Energía de Pereira, obteniendo un reconocimiento desde los últimos años como un eje fundamental para contribuir a la creación de valor de todos los grupos de interés.

Medición nivel de satisfacción de los Grandes Clientes

Una vez más Energía de Pereira realizó la encuesta de satisfacción a los Grandes Clientes, categorizados en usuarios Regulados incumbentes (usuarios con consumo superior a 10.000 kWh-mes) y usuarios Regulados no incumbentes. Para calcular la muestra se trabajó con un modelo estadístico dando como resultado un total de 60 usuarios a encuestar. Se evaluaron los siguientes aspectos:



• Suministro de energía • Atención al cliente • Condiciones del servicio • Imagen corporativa • Índice global de satisfacción: Servicio prestado e Imagen Corporativa.

El índice global de satisfacción se ubicó en 83,8% para el mercado No Regulado donde se destaca el atributo de atención al cliente en 91,5% de satisfacción. Por su parte, para el mercado Regulado el índice global de satisfacción se ubicó en 84,5% siendo el atributo de condiciones del servicio el de mejor desempeño al ubicarse en 89,2%.

Por su parte, los indicadores de percepción relacionados con el Servicio Prestado e Imagen Corporativa presentan un comportamiento que para el mercado No Regulado superan el 85% y 94% respectivamente y para el mercado Regulado 84% y 90% respectivamente.

Los resultados obtenidos son satisfactorios y presentan oportunidades para que desde el área de Grandes Clientes se establezcan diferentes estrategias en función de alcanzar nuevas metas, que permitan fortalecer el servicio y por ende el índice de satisfacción.

La medición del nivel de satisfacción del cliente se convierte para Energía de Pereira en una estrategia que busca identificar oportunidades de mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica, esperando de esta manera entender, interpretar y atender a los clientes.

La medición anual del Índice de Satisfacción del Cliente – ISCAL, se realizó por medio de una investigación realizada por la Universidad Tecnológica de Pereira a través de su facultad de Ciencias Empresariales. El estudio consistió en la aplicación de encuestas estructuradas en hogares de usuarios residenciales del servicio de energía eléctrica, seleccionados aleatoriamente, con el objetivo de determinar el grado de satisfacción con los servicios prestados por la Empresa.

El estudio mantuvo las mismas categorías exploradas en los últimos años: suministro de energía, información y comunicación, factura de energía, imagen corporativa y atención al cliente. Adicionalmente, se incluyeron variables sobre el conocimiento de los programas de responsabilidad social empresarial y la percepción de precio.

A continuación, se presentan los resultados generales del indicador de satisfacción del cliente:

El resultado obtenido presenta un crecimiento del 3,23% en el 2019 con respecto al año 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general del cliente.

Este resultado es una consecuencia en gran medida del aumento en la percepción positiva sobre la variable precio, lo que significa que nuestros usuarios ven una relación directa entre el precio de la energía con respecto a la calidad del servicio y la atención ofrecida por nuestra compañía, el aumento en esta variable fue del 28,34%.

Adicionalmente, para el último año se incluyeron algunas variables que no habían sido consideradas en los años anteriores, como: evaluación general de la calidad del servicio y evaluación general de la ejecución del servicio, las que respectivamente fueron de 80,40% y 81,10%, evidenciándose así un resultado positivo a nivel general.

C.) Descripción del sistema operado

Área de influencia

La Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, una empresa de servicios públicos de naturaleza mixta, dedicada a desarrollar tres actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica: generación, comercialización y distribución; con presencia en la ciudad de Pereira y parte de municipios vecinos como Balboa, Filandia, Dosquebradas, Belalcázar, Marsella, Ulloa, La Virginia, Cartago y Santa Rosa de Cabal.

Activos Operados

Energía de Pereira cuenta con dos pequeñas centrales hidroeléctricas para generación (PCH), Nuevo Libaré y Belmonte:

| <i>Pequeñas Centrales hidroeléctricas (PCH)</i> | | |
|---|---------------------|------------------|
| Nuevo Libaré | Capacidad Instalada | 6,25 MVA - 5,5MW |
| Belmonte | Capacidad Instalada | 4,7 MVA - 3,8 MW |

Tabla 5. Pequeñas Centrales hidroeléctricas

El Sistema de Distribución Local mantiene la topología de los últimos años, compuesta por 9 subestaciones, con capacidad de transformación en 115 kV de 225 MVA y en 33 kV de 183,5 MVA, atendiendo el 100% de la demanda del Municipio de Pereira y parte de municipios vecinos como, Balboa, Filandia (Quindío), Dosquebradas, Belalcázar (Caldas), Marsella, Ulloa (Valle), La Virginia, Cartago (Valle) y Santa Rosa de Cabal.

| <i>Subestaciones</i> | <i>Capacidad primaria a 115 kV (MVA)</i> | <i>Capacidad secundaria a 33 kV (MVA)</i> |
|----------------------|--|---|
| Cuba | 75 | 40 |
| Dosquebradas | 75 | 25 |
| Pavas | 75 | 25 |
| Centro | | 25 |
| Ventorrillo | | 40 |
| Naranjito | | 25 |



| | | |
|--------------|------------|--------------|
| Popa | | 1,5 |
| Macarena | | 1 |
| Badea | | 1 |
| Total | 225 | 183,5 |

Tabla 6. Subestaciones

➤ **Redes del Sistema de Distribución Local SDL**

Se terminó el 2019 con 6.241 transformadores conectados a las redes de distribución, de los cuales el 49,38% están en zona urbana y el 50,62% en zona rural. Al comparar el comportamiento de la cantidad de transformadores conectados a la red de distribución respecto al incremento de la carga instalada, se concluye que se ha optimizado la instalación concentrando cargas, debido a la reducción de los factores de demanda diversificada.

La capacidad de transformación en Distribución presentó un incremento del 0.21% respecto al 2018, debido a la entrada de proyectos significativos como Bodega COLFROST en Zona Franca, CO & TEX, Galicia Centro de Negocios, Industrias Tomy S.A.S, Triturados y Concretos Limitada y Mirador de Villavento en el municipio de Dosquebradas.

➤ **Redes de distribución**

| Líneas | Longitud (km) | |
|------------------------------|---------------|---------|
| | 2018 | 2019 |
| Líneas 115 Kv | 8,88 | 8,88 |
| Líneas 33 Kv | 131,85 | 133,18 |
| Líneas 13,2 Kv | 1175,27 | 1305,25 |
| Líneas de Distribución < 1kV | 3553,63 | 3689,37 |

Tabla 7. Líneas

| Nombre del Circuito | Circuito | Tensión Nominal | Longitud (Km) | Tipo | Cobertura | Clasificación de la carga |
|---------------------|----------|-----------------|---------------|-------|-----------|---------------------------|
| UNO CUBA | 1CU | 13,2 | 19,39 | AEREO | URBANO | Comercial |
| DOS CUBA | 2CU | 13,2 | 8,49 | AEREO | URBANO | Residencial |
| TRES CUBA | 3CU | 13,2 | 17,07 | AEREO | URBANO | Residencial |
| CUATRO CUBA | 4CU | 13,2 | 10,81 | AEREO | URBANO | Residencial |
| CINCO CUBA | 5CU | 13,2 | 11,20 | AEREO | URBANO | Residencial |
| SEIS CUBA | 6CU | 13,2 | 14,71 | AEREO | URBANO | Residencial |
| SIETE CUBA | 7CU | 13,2 | 131,91 | AEREO | RURAL | Residencial |
| OCHO CUBA | 8CU | 13,2 | 102,02 | AEREO | RURAL | Residencial |
| NUEVE CUBA | 9CU | 13,2 | 18,02 | AEREO | RURAL | Residencial |
| UNO DOSQUEBRADAS | 1DQ | 13,2 | 3,72 | AEREO | URBANO | Residencial |
| DOS DOSQUEBRADAS | 2DQ | 13,2 | 6,99 | AEREO | URBANO | Residencial |
| TRES DOSQUEBRADAS | 3DQ | 13,2 | 5,86 | AEREO | URBANO | Residencial |



| | | | | | | |
|------------------------------|-------|------|--------|-------------|--------|-------------|
| CUATRO DOSQUEBRADAS | 4DQ | 13,2 | 2,65 | AEREO | URBANO | Residencial |
| CINCO DOSQUEBRADAS | 5DQ | 13,2 | 6,79 | AEREO | URBANO | Residencial |
| SEIS DOSQUEBRADAS | 6DQ | 13,2 | 14,12 | AEREO | URBANO | Comercial |
| SIETE DOSQUEBRADAS | 7DQ | 13,2 | 162,30 | AEREO | RURAL | Residencial |
| OCHO DOSQUEBRADAS | 8DQ | 13,2 | 13,06 | AEREO | RURAL | Residencial |
| INDUSTRIAL DOSQUEBRADAS | IDQ | 33 | 11,81 | AEREO | URBANO | Industrial |
| UNO CENTRO | 1CE | 13,2 | 6,25 | SUBTERRANEO | URBANO | Comercial |
| DOS CENTRO | 2CE | 13,2 | 4,11 | SUBTERRANEO | URBANO | Comercial |
| TRES CENTRO | 3CE | 13,2 | 6,01 | SUBTERRANEO | URBANO | Comercial |
| CUATRO CENTRO | 4CE | 13,2 | 3,41 | AEREO | URBANO | Residencial |
| CINCO CENTRO | 5CE | 13,2 | 2,97 | AEREO | URBANO | Residencial |
| UNO VENTORRILLO | 1VE | 13,2 | 11,61 | AEREO | URBANO | Comercial |
| DOS VENTORRILLO | 2VE | 13,2 | 3,85 | AEREO | URBANO | Residencial |
| TRES VENTORRILLO | 3VE | 13,2 | 19,16 | AEREO | URBANO | Residencial |
| CUATRO VENTORRILLO | 4VE | 13,2 | 71,48 | AEREO | RURAL | Residencial |
| CINCO VENTORRILLO | 5VE | 13,2 | 22,50 | AEREO | URBANO | Residencial |
| SEIS VENTORRILLO | 6VE | 13,2 | 43,31 | AEREO | RURAL | Residencial |
| INDUSTRIAL VENTORRILLO | IVE | 33 | 12,89 | AEREO | URBANO | Industrial |
| INDUSTRIAL VENTORRILLO LA 14 | V14 | 33 | 5,12 | AEREO | URBANO | Industrial |
| HOTEL MELIA | VHM | 13,2 | 6,67 | AEREO | URBANO | Residencial |
| INDUSTRIAL ANDI | ANDI | 33 | 9,11 | AEREO | URBANO | Industrial |
| POPA | POPA | 13,2 | 1,66 | AEREO | URBANO | Industrial |
| MACARENA | MAC | 13,2 | 2,67 | AEREO | URBANO | Industrial |
| BADEA | BADEA | 13,2 | 2,64 | AEREO | URBANO | Industrial |
| UNO NARANJITO | 1NA | 13,8 | 15,55 | AEREO | URBANO | Residencial |
| DOS NARANJITO | 2NA | 13,8 | 13,38 | AEREO | URBANO | Residencial |
| TRES NARANJITO | 3NA | 13,8 | 103,47 | AEREO | RURAL | Residencial |
| UNO PAVAS | 1PA | 13,8 | 180,70 | AEREO | RURAL | Residencial |
| DOS PAVAS | 2PA | 13,8 | 67,29 | AEREO | RURAL | Residencial |
| TRES PAVAS | 3PA | 13,8 | 28,75 | AEREO | RURAL | Residencial |
| INDUSTRIAL PAVAS 1 | IPA1 | 33 | 33,43 | AEREO | RURAL | Industrial |
| INDUSTRIAL PAVAS 2 | IPA2 | 33 | 18,16 | AEREO | RURAL | Industrial |

Tabla 8. Circuitos

➤ Cantidad de Usuarios

En el 2019 el comportamiento es creciente al registrarse 22.121 nuevos usuarios facturados en comparación con el 2015 y en relación con la cantidad de usuarios, resultado que se explica por la dinámica de la construcción en la ciudad, así como por los proyectos ejecutados por el Gobierno Nacional respecto a programas de vivienda VIS y VIP y el crecimiento suburbano de la misma, también se destacan las políticas de crecimiento y desarrollo social dirigidas por la Alcaldía Municipal, por ello, para el 2019 Energía de Pereira cuenta con **183.150** usuarios del servicio de energía.

| Clasificación | 2019 |
|------------------|------------------|
| Residenciales | 161.995,0 |
| No residenciales | 21.155,0 |
| Total | 183.150,0 |



| | |
|--------------|------------------|
| Urbano | 160.691,0 |
| Rural | 22.459,0 |
| Total | 183.150,0 |

Tabla 9. Clasificación de usuarios

Se cerró el año 2019 con 400 Grandes Clientes, los cuales tienen un consumo promedio mayor o igual a 10 MWh-mes durante los últimos 6 meses; distribuidos en 79 usuarios pertenecientes al Mercado No Regulado, 297 al Mercado Regulado Incumbente y 24 en otros mercados de comercialización.

| Mercado Regulado | | |
|--------------------------|-----------------|-----------|
| Clase de Servicio | Cantidad | OR |
| Comercial | 157 | EEP |
| Industrial | 89 | EEP |
| Oficial | 28 | EEP |
| Áreas Comunes | 17 | EEP |
| Alumbrado Público | 1 | EEP |
| Provisionales | 5 | EEP |
| Residencial | 0 | EEP |
| Ciclo 51 | 24 | CHEC |

Tabla 10. Usuarios Mercado Regulado

| Mercado No Regulado | |
|----------------------------|-----------------|
| Clase de Servicio | Cantidad |
| Comercial | 23 |
| Industrial | 41 |
| Oficial | 6 |
| Áreas Comunes | 3 |
| Alumbrado Público | 6 |

Tabla 11. Usuarios Mercado No Regulado

➤ Demanda de energía (GWh-año)

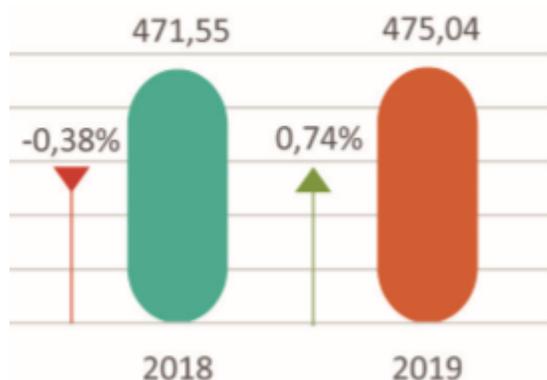
La Demanda Operativa corresponde a la demanda de energía eléctrica requerida por un Operador de Red (mercado de comercialización) para suplir el consumo de cada uno de los usuarios conectados en sus redes y las pérdidas de energía. Energía de Pereira se encuentra ubicada en la zona centro del país, transportando energía eléctrica desde y hacia dos operadores de red, Central Hidroeléctrica de Caldas y Celsia Colombia. Resultado de los intercambios (importaciones y/o exportaciones) de la energía que tiene la ciudad con estos mercados de comercialización y sumado a las importaciones que se realizan producto de la generación propia de las plantas Belmonte y Libaré se determina nuestra demanda operativa.

| Totales (GWh-año) | 2018 | 2019 |
|--------------------------|-------------|-------------|
| Importaciones | 709,24 | 711,71 |
| Exportaciones | 69,24 | 60,38 |
| Demanda operativa | 640 | 651,32 |
| Variación (GWh-año) | 2018 | 2019 |
| Importaciones | -5,58 | 2,46 |

| | | |
|-------------------|---------|---------|
| Exportaciones | -8,96 | -8,86 |
| Demanda Operativa | 3,38 | 11,32 |
| Variación (%) | 2018 | 2019 |
| Importaciones | -0,78% | 0,35% |
| Exportaciones | -11,45% | -12,80% |
| Demanda Operativa | 0,53% | 1,77% |

Tabla 12. Demanda operativa 2018 - 2019

➤ **Demanda comercial regulada**



La Demanda Comercial Regulada cerró en 475,04 GWh-año, aumentando 3,5 GWh-año (0,74%) respecto al año 2018. La demanda de los usuarios atendidos en otros mercados (6,39 GWh-año) presentó un incremento de 1,55% respecto al año anterior

Ilustración 2. Demanda comercial regulada (GWh-año)

➤ **Demanda comercial No Regulada.**



Ilustración 3. Demanda Comercial No Regulada (GWh-año)

La Demanda Comercial No Regulada aumentó 9,85 GWh-año (7,66%) gracias a la gestión de usuarios No Regulados en otros mercados como: Ladrillera Mariscal Robledo S.A. (1,92 GWh-año), Inversiones Bellavista S.A.S. (1,16 GWh-año), Ladrillera Arcillas Ltda. (1,13 GWh-año), Sucafe Ltda. (1,01 GWh-año), Agroinsumos S.A.S. (0,57 GWh-año), Inversiones y Construcciones El Carmen S.A. (0,18 GWh-año). De igual forma, se realizó cambio del Mercado Regulado al Mercado No Regulado de los usuarios, Comestibles Integrales (0,10GWh-año); Econogas (0,03 GWh-año) y Empaques Plásticos S.A.S (0,18 GWh-año).

Demanda de potencia (MW): demanda máxima y mínima de potencia presente en el sistema.

| <i>Clasificación</i> | <i>2019</i> |
|-------------------------------|-------------|
| Máximo valor del sistema (MW) | 103,71 |
| Mínimo valor del sistema (MW) | 44,21 |

Tabla 13. Demanda de Potencia (MW)

Indicadores de Calidad del servicio

DES y FES

El indicador DES presentó una disminución en su comportamiento, comparado con la gestión del 2018, debido a las afectaciones presentadas por la ola invernal del **2019**.



Ilustración 4. Comportamiento DES 2018 - 2019



Ilustración 5. Comportamiento FES 2018 - 2019

Respecto al indicador FES, este presentó un comportamiento con tendencia similar al año 2018.

No obstante, las inversiones realizadas, como la ejecución de actividades de mantenimiento han sido eficaces para que se reduzcan al máximo las indisponibilidades del servicio. Para el último año se mantuvo la tendencia en ambos indicadores, superior al 90%.

Es importante mencionar que Pereira, nuestra zona de influencia, presenta uno de los niveles ceráunicos más altos del país, lo que representa un nivel de riesgo de rayos y tormentas eléctricas que impactan directamente el sistema eléctrico.

SAIFI y SAIDI

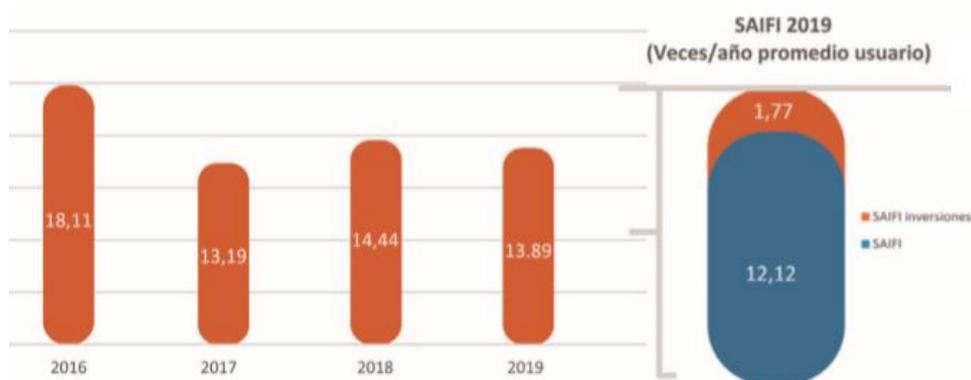


Ilustración 6. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

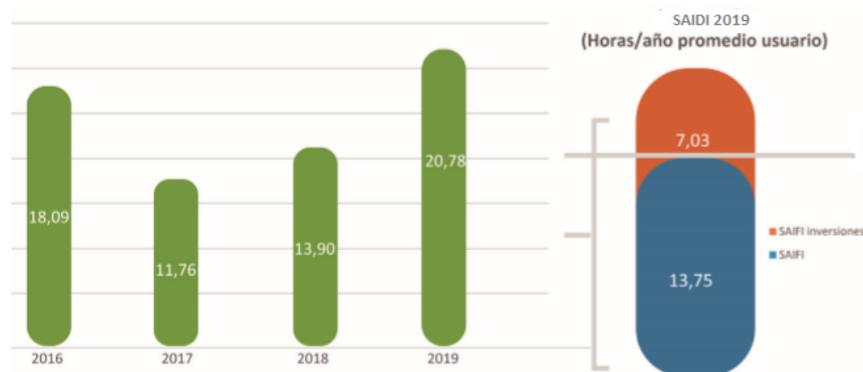


Ilustración 7. Comportamiento SAIDI e impacto inversiones 2019

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018. Esto se justifica en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluibles del cálculo de los indicadores de calidad actualmente. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios. Finalmente, los eventos producto de la ejecución del plan de inversiones son comunicadas a los usuarios afectados con previa anticipación, dichas suspensiones solo se dan en aquellos sectores donde es indispensable suspender el servicio para poder poner en funcionamiento los nuevos equipos instalados.

Solicitudes de conexión recibidas

En el 2019 se recibieron en total 1468 solicitudes de conexión distribuidas por nivel de tensión en la siguiente tabla:

| Nivel de Tensión | Cantidad | (MW) |
|------------------|-------------|---------------|
| 1 | 1374 | 6,19 |
| 2 | 82 | 4,37 |
| 3 | 12 | 7,57 |
| Total | 1468 | 18,127 |

Tabla 14. Solicitudes de conexión

D.) Resumen del plan de inversión aprobado

Plan de inversión aprobado por área geográfica

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Área Geográfica | | | | | | | |
|-----------------|---------------------|-------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| DEPARTAMENTO | MUNICIPIO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Total general |
| RISARALDA | DOSQUEBRADAS | 66170 | | | 1.122.123.531 | | 1.122.123.531 |
| | PEREIRA | 66001 | 14.225.109.453 | 19.137.242.097 | 14.902.664.936 | 20.890.442.980 | 91.387.370.764 |
| | SANTA ROSA DE CABAL | 66682 | | | 774.423.781 | 1.033.932.415 | 1.808.356.195 |

| | | | | | | |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <i>Total general</i> | 14.225.109.453 | 19.137.242.097 | 15.677.088.716 | 22.012.566.510 | 23.265.843.713 | 94.317.850.490 |
|----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|

Tabla 15. Inversión aprobada por área geográfica

Plan de inversión aprobado por tipo de inversión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| <i>Tipo de inversión I</i> | | | | | | |
|----------------------------|-------------|-------------|----------------------|-------------|-------------|----------------------|
| <i>Nivel de Tensión</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>TOTAL</i> |
| NT4 | - | - | - | - | - | - |
| NT3 | - | - | 153.838.224 | - | - | 153.838.224 |
| NT2 | - | - | 1.976.518.500 | - | - | 1.976.518.500 |
| NT1 | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | - | - | 2.130.356.724 | - | - | 2.130.356.724 |

Tabla 16. Inversión aprobada por área geográfica

| <i>Tipo de inversión II</i> | | | | | | |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| <i>Nivel de Tensión</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>TOTAL</i> |
| NT4 | - | - | - | - | - | - |
| NT3 | 494.540.240 | 189.702.320 | 662.322.000 | 228.836.040 | 656.242.940 | 2.231.643.540 |
| NT2 | 1.466.768.580 | 938.226.974 | 2.549.753.520 | 575.907.920 | 2.911.311.020 | 8.441.968.014 |
| NT1 | 838.173.940 | 1.468.319.820 | 1.681.585.820 | 1.319.133.820 | 1.656.862.820 | 6.964.076.220 |
| TOTAL | 2.799.482.760 | 2.596.249.114 | 4.893.661.340 | 2.123.877.780 | 5.224.416.780 | 17.637.687.774 |

Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo II

| <i>Tipo de inversión III</i> | | | | | | |
|------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| <i>Nivel de Tensión</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>TOTAL</i> |
| NT4 | 529.289.316 | 182.471.949 | 263.821.942 | - | - | 975.583.207 |
| NT3 | 229.546.499 | 2.185.129.000 | 28.058.544 | - | 241.884.000 | 2.684.618.043 |
| NT2 | 4.567.943.102 | 8.101.125.796 | 5.767.093.307 | 7.820.768.227 | 7.295.962.300 | 33.552.892.732 |
| NT1 | 587.024.760 | 2.536.108.373 | 1.562.165.194 | 1.957.216.840 | 2.435.688.433 | 9.078.203.600 |
| NT0 | 1.665.391.000 | - | - | - | - | 1.665.391.000 |
| TOTAL | 7.579.194.678 | 13.004.835.117 | 7.621.138.987 | 9.777.985.067 | 9.973.534.732 | 47.956.688.582 |

Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo III

| Tipo de inversión IV | | | | | | |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| Nivel de Tensión | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| NT4 | - | - | - | 70.245.000 | - | 70.245.000 |
| NT3 | 1.597.498.350 | 43.004.145 | - | 7.571.534.470 | 5.125.743.001 | 14.337.779.966 |
| NT2 | 1.565.629.987 | 358.371.585 | 948.941.883 | 1.941.789.193 | 2.224.071.200 | 7.038.803.848 |
| NT1 | 14.540.600 | 3.755.000 | 82.989.783 | 119.562.000 | 39.854.000 | 260.701.383 |
| NT0 | 668.763.078 | 3.131.027.136 | - | 407.573.000 | 678.224.000 | 4.885.587.214 |
| TOTAL | 3.846.432.015 | 3.536.157.866 | 1.031.931.665 | 10.110.703.663 | 8.067.892.201 | 26.593.117.410 |

Tabla 19. Inversión aprobada. Tipo IV

| RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN | | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Tipo | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| I | - | - | 2.130.356.724 | - | - | 2.130.356.724 |
| II | 2.799.482.760 | 2.596.249.114 | 4.893.661.340 | 2.123.877.780 | 5.224.416.780 | 17.637.687.774 |
| III | 7.579.194.678 | 13.004.835.117 | 7.621.138.987 | 9.777.985.067 | 9.973.534.732 | 47.956.688.582 |
| IV | 3.846.432.015 | 3.536.157.866 | 1.031.931.665 | 10.110.703.663 | 8.067.892.201 | 26.593.117.410 |
| TOTAL | 14.225.109.453 | 19.137.242.097 | 15.677.088.716 | 22.012.566.510 | 23.265.843.713 | 94.317.850.490 |

Tabla 20. Resumen Inversión aprobada por Tipo de Inversión

Plan de inversión aprobado por nivel de tensión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Nivel de Tensión 4 | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|
| TIPO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| I | - | - | - | - | - | - |
| II | - | - | - | - | - | - |
| III | 1.084.419.649 | 182.471.949 | 263.821.942 | - | - | 1.530.713.540 |
| IV | 222.921.026 | 1.043.675.712 | - | 206.102.667 | 226.074.667 | 1.698.774.072 |
| TOTAL | 1.307.340.675 | 1.226.147.661 | 263.821.942 | 206.102.667 | 226.074.667 | 3.229.487.612 |

Tabla 21. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 4

| Nivel de Tensión 3 | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| TIPO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| I | - | - | 153.838.224 | - | - | 153.838.224 |
| II | 494.540.240 | 189.702.320 | 662.322.000 | 228.836.040 | 656.242.940 | 2.231.643.540 |
| III | 784.676.832 | 2.185.129.000 | 28.058.544 | - | 241.884.000 | 3.239.748.376 |
| IV | 1.820.419.376 | 1.086.679.857 | - | 7.707.392.137 | 5.351.817.668 | 15.966.309.037 |
| TOTAL | 3.099.636.448 | 3.461.511.177 | 844.218.768 | 7.936.228.177 | 6.249.944.608 | 21.591.539.177 |

Tabla 22. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 3

| Nivel de Tensión 2 | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| TIPO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| I | - | - | 1.976.518.500 | - | - | 1.976.518.500 |
| II | 1.466.768.580 | 938.226.974 | 2.549.753.520 | 575.907.920 | 2.911.311.020 | 8.441.968.014 |
| III | 5.123.073.435 | 8.101.125.796 | 5.767.093.307 | 7.820.768.227 | 7.295.962.300 | 34.108.023.065 |
| IV | 1.788.551.013 | 1.402.047.297 | 948.941.883 | 2.077.646.860 | 2.450.145.867 | 8.667.332.920 |
| TOTAL | 8.378.393.029 | 10.441.400.067 | 11.242.307.209 | 10.474.323.007 | 12.657.419.187 | 53.193.842.499 |

Tabla 23. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 2

| Nivel de Tensión 1 | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| TIPO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| I | - | - | - | - | - | - |
| II | 838.173.940 | 1.468.319.820 | 1.681.585.820 | 1.319.133.820 | 1.656.862.820 | 6.964.076.220 |
| III | 587.024.760 | 2.536.108.373 | 1.562.165.194 | 1.957.216.840 | 2.435.688.433 | 9.078.203.600 |
| IV | 14.540.600 | 3.755.000 | 82.989.783 | 119.562.000 | 39.854.000 | 260.701.383 |
| TOTAL | 1.439.739.300 | 4.008.183.193 | 3.326.740.797 | 3.395.912.660 | 4.132.405.253 | 16.302.981.203 |

Tabla 24. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 1

| RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN | | | | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Nivel de Tensión | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| NT4 | 1.307.340.675 | 1.226.147.661 | 263.821.942 | 206.102.667 | 226.074.667 | 3.229.487.612 |
| NT3 | 3.099.636.448 | 3.461.511.177 | 844.218.768 | 7.936.228.177 | 6.249.944.608 | 21.591.539.177 |
| NT2 | 8.378.393.029 | 10.441.400.067 | 11.242.307.209 | 10.474.323.007 | 12.657.419.187 | 53.193.842.499 |
| NT1 | 1.439.739.300 | 4.008.183.193 | 3.326.740.797 | 3.395.912.660 | 4.132.405.253 | 16.302.981.203 |
| TOTAL | 14.225.109.452 | 19.137.242.097 | 15.677.088.716 | 22.012.566.511 | 23.265.843.714 | 94.317.850.490 |

Tabla 25. Resumen Inversión aprobada por Nivel de Tensión

Plan de inversión aprobado por categoría de activos

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Nivel de Tensión 4 | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|
| Categoría de activos l | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| l = 1 | - | - | - | - | - | |
| l = 2 | - | - | - | - | - | |
| l = 3 | 325.997.316 | 182.471.949 | 162.175.942 | - | - | 670.645.207 |
| l = 4 | - | - | - | - | - | |
| l = 5 | 203.292.000 | - | 101.646.000 | - | - | 304.938.000 |
| l = 6 | - | - | - | 70.245.000 | - | 70.245.000 |
| l = 7 | - | - | - | - | - | |
| l = 8 | - | - | - | - | - | |
| l = 9 | - | - | - | - | - | |
| l = 10 | 778.051.359 | 1.043.675.712 | - | 135.857.667 | 226.074.667 | 2.183.659.405 |
| Total | 1.307.340.675 | 1.226.147.661 | 263.821.942 | 206.102.667 | 226.074.667 | 3.229.487.612 |

Tabla 26. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 4 por categoría

| Nivel de Tensión 3 | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| Categoría de activos l | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| l = 1 | - | 2.185.129.000 | - | - | - | 2.185.129.000 |
| l = 2 | - | - | - | - | - | |
| l = 3 | 1.273.699.499 | 43.004.145 | 665.664.768 | 2.924.709.000 | 2.914.616.000 | 7.821.693.411 |
| l = 4 | - | - | - | - | - | |
| l = 5 | - | - | - | 154.647.000 | 119.199.000 | 273.846.000 |
| l = 6 | - | - | - | 634.819.000 | 765.274.000 | 1.400.093.000 |
| l = 7 | 815.925.600 | 115.965.000 | 94.173.000 | 3.790.301.120 | 2.040.252.532 | 6.856.617.252 |
| l = 8 | 179.738.990 | 50.350.320 | 64.380.000 | 114.256.390 | 93.757.790 | 502.483.490 |
| l = 9 | 52.221.000 | 23.387.000 | 20.001.000 | 181.638.000 | 90.770.619 | 368.017.619 |
| l = 10 | 778.051.359 | 1.043.675.712 | - | 135.857.667 | 226.074.667 | 2.183.659.405 |
| Total | 3.099.636.448 | 3.461.511.177 | 844.218.768 | 7.936.228.177 | 6.249.944.608 | 21.591.539.177 |

Tabla 27. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 3 por categoría

| Nivel de Tensión 2 | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Categoría de activos l | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| l = 1 | - | - | 3.336.136.500 | 765.804.000 | 2.891.223.000 | 6.993.163.500 |
| l = 2 | - | - | - | - | - | |
| l = 3 | 250.822.000 | 201.198.000 | 379.123.185 | 704.193.000 | 1.357.411.000 | 2.892.747.185 |
| l = 4 | - | - | - | - | - | |
| l = 5 | 403.800.000 | 504.041.000 | 285.074.000 | 324.584.000 | 463.353.000 | 1.980.852.000 |
| l = 6 | - | - | 342.440.000 | 256.830.000 | 428.050.000 | 1.027.320.000 |
| l = 7 | 5.068.082.728 | 5.358.362.498 | 4.671.210.854 | 5.742.846.870 | 4.505.201.730 | 25.345.704.680 |
| l = 8 | 1.118.964.942 | 2.305.801.857 | 1.408.522.670 | 1.543.679.470 | 1.993.845.790 | 8.370.814.729 |
| l = 9 | 758.672.000 | 1.028.321.000 | 819.800.000 | 1.000.528.000 | 792.260.000 | 4.399.581.000 |
| l = 10 | 778.051.359 | 1.043.675.712 | 0 | 135.857.667 | 226.074.667 | 2.183.659.405 |
| Total | 8.378.393.029 | 10.441.400.067 | 11.242.307.209 | 10.474.323.007 | 12.657.419.186 | 53.193.842.498 |

Tabla 28. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 2 por categoría

| Nivel de Tensión 1 | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| Categoría de activos l | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TOTAL |
| l = 11 | 776.447.000 | 1.219.822.000 | 828.082.000 | 1.012.437.000 | 1.263.860.000 | 5.100.648.000 |
| l = 12 | 663.292.300 | 2.788.361.193 | 2.498.658.797 | 2.383.475.660 | 2.868.545.253 | 11.202.333.203 |
| Total | 1.439.739.300 | 4.008.183.193 | 3.326.740.797 | 3.395.912.660 | 4.132.405.253 | 16.302.981.203 |

Tabla 29. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 1 por categoría

Inversiones asociadas a expansión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Código proyecto | Nombre del proyecto | Nivel Tensión | Tipo inversión | Año entrada operación | Inversión |
|------------------------|--|----------------------|-----------------------|------------------------------|---------------------|
| 107 | Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA | 3 | I | 2021 | \$ 296.812.300,43 |
| 107.1 | Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA | 3 | I | 2021 | \$ 29.447.431,20 |
| 108 | Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA | 3 | I | 2021 | \$ 1.582.302.287,45 |
| 108.1 | Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA | 3 | I | 2021 | \$ 221.808.613,95 |

Tabla 30. Inversiones asociadas a expansión

Inversiones asociadas a reposición

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Código proyecto | Nombre del proyecto | Nivel Tensión | Tipo inversión | Año entrada operación | Inversión |
|-----------------|--|---------------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ | 2 | III | 2019 | \$ 548.137.125,20 |
| 2 | RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO | 2 | III | 2019 | \$ 117.989.989,70 |
| 7 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU | 2 | III | 2019 | \$ 507.948.903,31 |
| 8 | SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU | 2 | III | 2019 | \$ 193.682.508,99 |
| 14 | RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA | 2 | III | 2019 | \$ 595.384.887,43 |
| 19 | S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14 | 2 | III | 2019 | \$ 235.376.798,36 |
| 22 | S/E VE - PINARES ALTO. | 2 | III | 2019 | \$ 390.003.537,38 |
| 31 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ | 2 | III | 2019 | \$ 925.895.610,08 |
| 37 | RECONDUCTORIZACIÓN DE 0,32km HACIA LA SUPLENCIA CON EL 3CE. | 2 | III | 2019 | \$ 127.370.681,86 |
| 106 | REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17 | 2 | III | 2019 | \$ 2.440.864.210,51 |
| 115 | Reemplazo Servicios Auxiliares en Subestación CUBA | 2 | III | 2019 | \$ 49.623.592,44 |
| 122 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-PA | 4 | III | 2019 | \$ 264.644.550,14 |
| 123 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-LR | 4 | III | 2019 | \$ 264.644.550,14 |
| 124 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T3DQ | 3 | III | 2019 | \$ 87.803.737,69 |
| 125 | Sistema de supervisión y control S/E PAVAS | 4 | III | 2019 | \$ 951.340.000,00 |
| 126 | Sistema de supervisión y control S/E NARANJITO | 3 | III | 2019 | \$ 714.051.000,00 |
| 130 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T1CU | 3 | III | 2019 | \$ 87.803.737,69 |
| 143 | Cambio de seccionador de línea en la línea DVE en la SE DQ. | 3 | III | 2019 | \$ 53.938.706,07 |
| 3 | RAMAL GENERAL LA BANANERA-LA FLORIDA Y BANANERA LA BELLA | 2 | III | 2020 | \$ 317.746.582,97 |
| 9 | RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN. | 2 | III | 2020 | \$ 458.410.665,02 |
| 13 | RAMAL DINAMARCA - DAMASCO | 2 | III | 2020 | \$ 416.354.324,31 |
| 15 | RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUIN-VILLA DE LEYVA-ALTAGRACIA. | 2 | III | 2020 | \$ 787.474.541,50 |
| 20 | CRA. 27 CLL.14 - CIUDAD JARDÍN - GLORIETA FAVI - CANAAN - BLOQUE L - FACULTAD MEDICINA | 2 | III | 2020 | \$ 99.745.979,48 |
| 24 | PINARES ALTO - LAGO LOS PARAISOS. | 2 | III | 2020 | \$ 609.016.114,27 |
| 27 | CRUCERO- SAN MARINO | 2 | III | 2020 | \$ 545.266.967,75 |
| 36 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 6DQ | 2 | III | 2020 | \$ 545.060.432,17 |
| 38 | RAMAL CALLE 12 CARRERA 12 -CEDICAF-CRUZ ROJA CLUB COMERCIO- LOS ALPES - CARRERA 15B-MAMA FLOR, LOS ROSALES. en 1/0 | 2 | III | 2020 | \$ 596.697.675,14 |
| 39 | LA REBECA AVENIDA JUAN B. GUTIERREZ- CLUB COMERCIO- LINDARAJA. | 2 | III | 2020 | \$ 186.421.550,91 |
| 40 | RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUÍN - MORELIA | 2 | III | 2020 | \$ 684.690.530,62 |
| 61 | Obra civil y obra eléctrica para subterranizar el tramo desde el nodo 424921 hasta el 424639 (0,5km) | 2 | III | 2020 | \$ 2.563.669.349,88 |
| 45 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DEL RAMAL GENERAL CTO. 1CU | 2 | III | 2020 | \$ 262.629.119,83 |
| 69 | OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27. | 2 | III | 2020 | \$ 956.085.717,02 |
| 70 | COMPRA DE MATERIALES CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27. | 2 | III | 2020 | \$ 860.661.567,75 |

| | | | | | |
|-------|---|---|-----|------|---------------------|
| 71 | MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27. | 2 | III | 2020 | \$ 366.599.963,05 |
| 112 | Reemplazo Interruptor 115 Línea LA ROSA - CUBA | 4 | III | 2020 | \$ 181.830.682,60 |
| 118 | Reemplazo Interruptores Circuitos 1CU y 3CU | 2 | III | 2020 | \$ 201.198.799,58 |
| 121 | Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ | 4 | III | 2020 | \$ 769.562.427,53 |
| 121.1 | Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ | 4 | III | 2020 | \$ 1.415.569.000,00 |
| 4 | RAMAL CEDRALITO ALTO - VOLCANES | 2 | III | 2021 | \$ 774.423.780,59 |
| 16 | RAMAL GENERAL ALTAGRACIA - LA SELVA - BETULIA - SUCRE | 2 | III | 2021 | \$ 1.615.837.457,55 |
| 10 | RAMAL GENERAL EL JORDAN - EL MANZANO | 2 | III | 2021 | \$ 420.871.871,19 |
| 21 | AV. BELALCAZAR CALLE 14 - TERMINAL SAN LUIS - MUSEO DE ARTE - BOSTON - LA UNIDAD - GAVIOTAS - OLAYA | 2 | III | 2021 | \$ 163.963.430,26 |
| 25 | LAGO LOS PARAISOS - LA BELLA - EL CHOCHO. | 2 | III | 2021 | \$ 485.628.687,00 |
| 28 | RAMAL GENERAL SAN MARINO - SUECIA- LA HONDA | 2 | III | 2021 | \$ 712.719.561,72 |
| 41 | RAMAL GENERAL MORELIA- EL CONTENIDO | 2 | III | 2021 | \$ 455.054.817,78 |
| 46 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DE LOS RAMALES CTO. 1CU | 2 | III | 2021 | \$ 159.685.189,24 |
| 72 | OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18 | 2 | III | 2021 | \$ 1.173.105.730,00 |
| 73 | COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18 | 2 | III | 2021 | \$ 788.117.664,13 |
| 74 | OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19 | 2 | III | 2021 | \$ 498.097.918,72 |
| 113 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 Kv | 4 | III | 2021 | \$ 248.090.368,69 |
| 113.1 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 kv | 4 | III | 2021 | \$ 15.732.244,17 |
| 114 | Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kv | 3 | III | 2021 | \$ 36.572.796,53 |
| 114.1 | Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kv | 3 | III | 2021 | \$ 4.063.644,06 |
| 119 | Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA | 2 | III | 2021 | \$ 100.599.399,79 |
| 5 | RAMAL ALTO DEL TORO | 2 | III | 2022 | \$ 1.122.123.530,52 |
| 11 | RAMAL DE GUACARÍ-ALEGRÍAS. INTERCONEXIÓN 8CU. | 2 | III | 2022 | \$ 480.690.213,15 |
| 17 | ALTAGRACIA ALEGRÍAS. INTERCONEXIÓN 3NA. | 2 | III | 2022 | \$ 693.125.874,31 |
| 26 | S/E VE - CANCELES-LAS BRISAS-TOKYO-REMANSO | 2 | III | 2022 | \$ 293.820.637,03 |
| 29 | RANCHO QUEMADO-EL PITAL-LA AMOLADORA | 2 | III | 2022 | \$ 805.608.930,55 |
| 34 | RAMAL CERRITOS - PEAJE - EL DESCANSO. | 2 | III | 2022 | \$ 1.733.499.247,34 |
| 42 | RAMAL GENERAL EL CONTENIDO - LA PALMILLA | 2 | III | 2022 | \$ 696.086.366,40 |
| 44 | SUB/ DQ-SUB/CENTRO-LA POPA. | 2 | III | 2022 | \$ 560.656.328,49 |
| 48 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 1NA | 2 | III | 2022 | \$ 463.401.659,00 |
| 50 | SUB/ DQ-SUB/CENTRO-VIADUCTO. Nuevo urbano 4/0 y ramales en 1/0 | 2 | III | 2022 | \$ 339.788.853,78 |
| 75 | OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7 | 2 | III | 2022 | \$ 1.207.909.210,00 |
| 76 | COMPRA MATERIALES. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7 | 2 | III | 2022 | \$ 805.417.191,48 |
| 77 | MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7 | 2 | III | 2022 | \$ 372.020.126,21 |
| 119.1 | Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA | 2 | III | 2022 | \$ 201.198.799,58 |
| 6 | RAMAL LAS MANGAS CALICHALES | 2 | III | 2023 | \$ 1.033.932.414,72 |
| 12 | RAMALES VARIOS CTO. 3NA | 2 | III | 2023 | \$ 382.632.909,99 |
| 18 | ALTAGRACIA-ARABIA-LA INDIA. | 2 | III | 2023 | \$ 328.317.295,70 |

| | | | | | |
|-------|---|---|-----|------|---------------------|
| 30 | LA BODEGA - LA CONVENCION Y BODEGA - LA ORIENTAL | 2 | III | 2023 | \$ 788.009.928,26 |
| 35 | RAMALES VARIOS A 13,2KV CTO. 1PA | 2 | III | 2023 | \$ 1.907.825.868,69 |
| 43 | RAMAL LA PALMILLA - BRASILIA - BETULIA | 2 | III | 2023 | \$ 504.580.434,54 |
| 47 | RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 5CU | 2 | III | 2023 | \$ 297.998.731,26 |
| 49 | RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 2NA | 2 | III | 2023 | \$ 557.084.979,91 |
| 66 | OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22 | 2 | III | 2023 | \$ 1.633.849.500,00 |
| 67 | COMPRA DE MATERIALES. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22 | 2 | III | 2023 | \$ 1.268.116.649,25 |
| 68 | MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22 | 2 | III | 2023 | \$ 572.258.429,06 |
| 116 | Reposición de equipos de la bahía 33 kV del T2 CUBA | 3 | III | 2023 | \$ 241.883.574,90 |
| 119.2 | Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA | 2 | III | 2023 | \$ 301.798.199,37 |

Tabla 31. Inversiones asociadas a reposición

Inversiones asociadas a calidad del servicio

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

| Código proyecto | Nombre del proyecto | Nivel Tensión | Tipo inversión | Año entrada operación | Inversión |
|-----------------|--|---------------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 23 | CONSTRUCCIÓN DE RED DEL VHM PARA TRASLADO DE CARGA | 2 | IV | 2019 | \$ 148.883.358,19 |
| 32 | CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED 1,5 km. GRANJA SOLAR | 2 | IV | 2019 | \$ 282.637.936,39 |
| 33 | INTERCONEXIÓN CON 3PA. MARRUECOS-LABRADOR. | 2 | IV | 2021 | \$ 829.401.871,80 |
| 52 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942 | 2 | IV | 2019 | \$ 58.828.820,00 |
| 53 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA. | 2 | IV | 2019 | \$ 284.239.699,00 |
| 54 | CONSTRUCCIÓN DE 0,6km PARA INTERCONEXIÓN CON 7CU EN FCA. LA BRASILIA Y DE 0,35km PARA INTERCONECTAR CON EL RAMAL DEL OREADOR | 2 | IV | 2021 | \$ 145.184.201,00 |
| 55 | CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO) | 2 | IV | 2020 | \$ 333.763.288,00 |
| 56 | RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DESDE EL 568414 HASTA CONECTARLO CON EL RC044 | 2 | IV | 2022 | \$ 48.971.620,00 |
| 57 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU | 2 | IV | 2019 | \$ 127.750.685,00 |
| 58 | CONSTRUCCIÓN DE RAMAL ENTRE LOS NODOS 358927 - 396042 | 2 | IV | 2022 | \$ 105.656.653,00 |
| 59 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN TERMINAL - SAN LUIS | 2 | IV | 2021 | \$ 128.223.548,00 |
| 60 | SUBTERRANIZAR EL CABLE PARA LA INTERCONEXIÓN ENTRE 1CE - 1VE EN EL CRUCE CON LA AV. DEL FERROCARRIL ENTRE LOS NODOS 100966 - 122702 (0,1 km) | 2 | IV | 2020 | \$ 77.759.322,62 |
| 63 | CONSTRUCCIÓN DOBLE CIRCUITO PAVAS - CERRITOS IPA1 - 1PA | 3 | IV | 2019 | \$ 1.580.945.536,52 |
| 79 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 477.281.100,00 |
| 80 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 275.173.180,00 |
| 81 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 1.012.715.960,00 |

| | | | | | |
|-------|---|---|----|------|---------------------|
| 82 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 599.463.600,00 |
| 83 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 922.302.370,00 |
| 84 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV | 3 | IV | 2022 | \$ 536.416.060,00 |
| 85 | CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1AL A 13,2KV | 2 | IV | 2022 | \$ 152.790.016,08 |
| 86 | CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2AL A 13,2KV | 2 | IV | 2022 | \$ 105.692.256,08 |
| 87 | CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 3AL A 13,2KV | 2 | IV | 2022 | \$ 14.011.256,08 |
| 88 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 197.400.199,50 |
| 89 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 197.400.199,50 |
| 90 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 415.544.430,00 |
| 91 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 415.544.430,00 |
| 92 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 397.861.777,50 |
| 93 | CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV | 3 | IV | 2023 | \$ 381.719.130,00 |
| 94 | CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1CR A 13,2KV | 2 | IV | 2023 | \$ 55.876.016,08 |
| 95 | CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2CR A 13,2KV | 2 | IV | 2023 | \$ 27.667.720,00 |
| 117 | Seccionador de acople barra de 33 kV S/E CUBA | 3 | IV | 2020 | \$ 43.004.093,50 |
| 120 | Seccionador de acople barra de 13,2kV S/E CUBA | 2 | IV | 2021 | \$ 65.727.257,25 |
| 120.1 | Seccionador de acople barra de 13,2kV S/E CUBA | 2 | IV | 2021 | \$ 11.598.927,75 |
| 131 | Nueva Subestación Altagracia S/E | 3 | IV | 2022 | \$ 1.120.575.000,00 |
| 132 | Nueva Subestación Altagracia S/E | 3 | IV | 2022 | \$ 2.274.568.488,61 |
| 133 | Nueva Subestación Altagracia S/E | 3 | IV | 2022 | \$ 1.708.520.883,75 |
| 134 | Nueva Subestación Altagracia S/E | 3 | IV | 2022 | \$ 1.009.905.150,91 |
| 135 | Nueva Subestación Cerritos S/E | 3 | IV | 2023 | \$ 1.046.985.000,00 |
| 136 | Nueva Subestación Cerritos S/E | 3 | IV | 2023 | \$ 3.349.484.933,33 |
| 137 | Nueva Subestación Cerritos S/E | 3 | IV | 2023 | \$ 1.720.358.582,99 |
| 138 | Nueva Subestación Cerritos S/E | 3 | IV | 2023 | \$ 791.893.035,06 |
| 139 | Ventorrillo-Cambio de RC por bahía en el IVE, incluyendo equipo de calidad | 3 | IV | 2019 | \$ 285.020.957,73 |
| 140 | Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el IDQ, incluyendo equipo de calidad | 3 | IV | 2019 | \$ 285.020.957,73 |
| 141 | Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el ANDI, incluyendo equipo de calidad | 3 | IV | 2019 | \$ 285.020.957,73 |
| 142 | Instalación, pruebas y puesta en servicio de seis relés diferenciales de línea (2 DCU, 2 DCE, 2 NAV). | 3 | IV | 2020 | \$ 519.498.319,39 |
| 144 | SUBESTACIÓN CUBA (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA) | 3 | IV | 2022 | \$ 755.723.620,28 |
| 145 | SUBESTACIÓN NARANJITO (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA) | 3 | IV | 2022 | \$ 750.889.669,58 |

Tabla 32. Inversiones asociadas a calidad del Servicio
Proyectos relevantes

| Nombre | Tipo Inversión | Año |
|--|-----------------------|------------|
| Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA | I | 2021 |
| Construcción salida circuito 2 CU macroproyecto GVR | II | 2019 |
| Construcción salida circuito Industrial Cuba a 33kV | II | 2019 |
| Construcción y Conexión del Circuito 7VE | II | 2019 |
| Construcción Circuito 4NA a 13,2kV | II | 2020 |
| Nuevo Transformador T2 S/E DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA | II | 2021 |
| Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA | II | 2021 |
| Nuevo Trafo T2 S/E NARANJITO 33/13,2 kV de 30 MVA | II | 2023 |
| Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-PA | III | 2019 |
| Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-LR | III | 2019 |
| Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ | III | 2020 |
| Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 kV | III | 2021 |
| Nueva Subestación Altagracia S/E | IV | 2022 |
| Nueva Subestación Cerritos S/E | IV | 2023 |

Tabla 33. Proyectos relevantes
➤ Metas propuestas del Plan para la calidad
✓ Indicadores de referencia de calidad media.

Los indicadores de referencia de la calidad media *SAIDI_Rj* (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) y *SAIFI_Rj* (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio), son los siguientes:

| Variable | Unidad | Valor |
|-----------------|---------------|--------------|
| <i>SAIDI_Rj</i> | <i>Horas</i> | 14,897 |
| <i>SAIFI_Rj</i> | <i>Veces</i> | 12,687 |

Tabla 34. Indicadores de referencia de calidad media

- Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, horas. (SAIDI_Rj)

| | 2016 | Metas anuales | | | | |
|--------------|------------|---------------|--------|--------|--------|-------|
| | REFERENCIA | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| SAIDI | 14,897 | 13,705 | 12,609 | 11,600 | 10,672 | 9,818 |

Tabla 35. Metas anuales para SAIDI

- Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, veces. (SAIFI_Rj)

| | 2016 | Metas anuales | | | | |
|--------------|------------|---------------|--------|-------|-------|-------|
| | REFERENCIA | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| SAIFI | 12,687 | 11,672 | 10,738 | 9,879 | 9,089 | 8,362 |

Tabla 36. Metas anuales para SAIFI

✓ **Indicadores de calidad individual**

- Indicadores de calidad individual de duración de eventos

| DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Riesgo | Ruralidad 1 | Ruralidad 2 | Ruralidad 3 |
| 1 | - | - | - |
| 2 | 14,42 | - | 35,71 |
| 3 | 1,92 | - | 15,75 |

Tabla 37. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

| DIUG nivel de tensión 1, horas | | | |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Riesgo | Ruralidad 1 | Ruralidad 2 | Ruralidad 3 |
| 1 | - | - | - |
| 2 | 27,14 | 54,11 | 68,23 |
| 3 | 36,13 | 134,32 | 98,28 |

Tabla 38. DIUG nivel de tensión 1, horas

- Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos

| FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Riesgo | Ruralidad 1 | Ruralidad 2 | Ruralidad 3 |
| 1 | - | - | - |
| 2 | 15 | - | 19 |

| | | | |
|---|---|---|----|
| 3 | 4 | - | 12 |
|---|---|---|----|

Tabla 39. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

| <i>FIUG nivel de tensión 1, veces</i> | | | |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| <i>Riesgo</i> | <i>Ruralidad 1</i> | <i>Ruralidad 2</i> | <i>Ruralidad 3</i> |
| 1 | - | - | - |
| 2 | 19 | 25 | 35 |
| 3 | 15 | 50 | 41 |

Tabla 40. FIUG nivel de tensión 1, veces

✓ **Índices de referencia pérdidas eficientes**

- Los índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$, en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

| <i>Variable</i> | <i>Valor</i> |
|-----------------|--------------|
| $Pe_{j,3}$ | 1,46% |
| $Pe_{j,2}$ | 0,77% |
| $Pe_{j,1}$ | 7,95% |

Tabla 41. Índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$

E.) Avance en el cumplimiento de metas

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

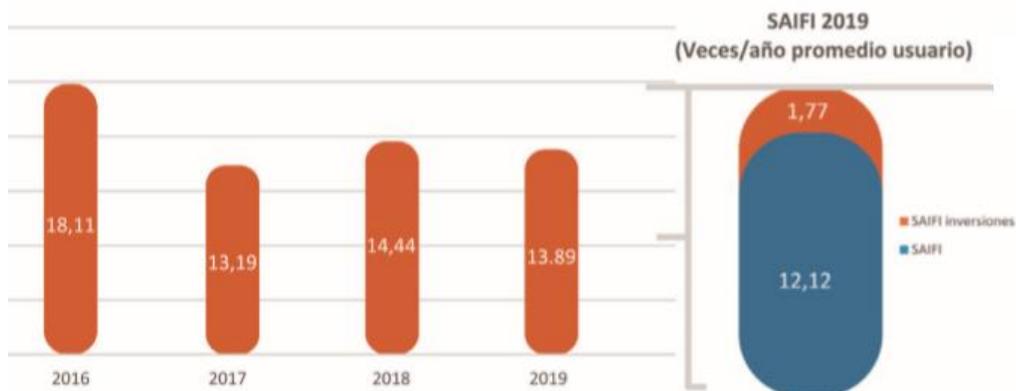


Ilustración 8. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018. Esto se justifica en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluíbles del cálculo de los indicadores de calidad actualmente. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios. Finalmente, los eventos producto de la ejecución del plan de inversiones son comunicadas a los usuarios afectados con previa anticipación, dichas suspensiones solo se dan en aquellos sectores donde es indispensable suspender el servicio para poder poner en funcionamiento los nuevos equipos instalados.

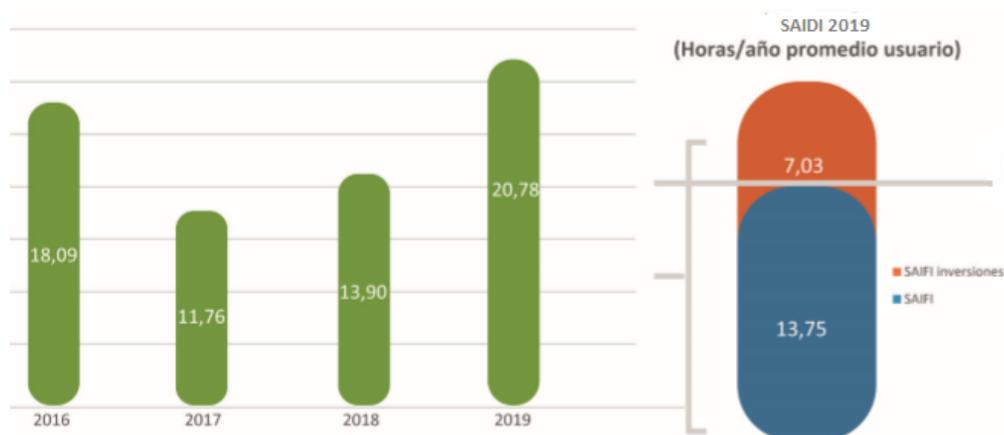


Ilustración 9. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019



| <i>Desempeño 2019</i> | | |
|--------------------------|------------------|--------|
| SAIDI (Horas) | <i>Meta</i> | 13,705 |
| | <i>Ejecutado</i> | 20,78 |
| SAIFI (Veces) | <i>Meta</i> | 11,672 |
| | <i>Ejecutado</i> | 13,89 |

Tabla 42. Meta Vs Ejecutado. SAIDI y SAIFI 2019

F.) Desviaciones del plan de inversión

| Proyecto | Objetivo del Proyecto Código | Valor Regulatorio Aprobado 2019 | Valor de Ejecución Regulatorio 2019 | Desviación |
|--------------|--|---------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| 1 | RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ | \$ 514.281.566 | \$ 663.332.879 | -\$ 149.051.313 |
| 2 | RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO | \$ 114.437.832 | \$ 154.646.975 | -\$ 40.209.143 |
| 7 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU | \$ 489.215.570 | \$ 433.835.331 | \$ 55.380.239 |
| 8 | SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU | \$ 184.492.670 | \$ 159.857.384 | \$ 24.635.286 |
| 14 | RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA | \$ 567.201.610 | \$ 631.131.029 | -\$ 63.929.418 |
| 19 | S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14 | \$ 228.767.924 | \$ 215.966.735 | \$ 12.801.189 |
| 22 | S/E VE - PINARES ALTO. | \$ 364.459.226 | \$ 310.264.448 | \$ 54.194.779 |
| 23 | CONSTRUCCIÓN DE RED DEL VHM PARA TRASLADO DE CARGA | \$ 148.880.186 | \$ - | \$ 148.880.186 |
| 31 | CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ | \$ 831.713.348 | \$ 1.117.202.895 | -\$ 285.489.547 |
| 32 | Construcción tramo de red 1,5 km. Granja Solar | \$ 233.233.797 | \$ - | \$ 233.233.797 |
| 37 | Reconductorización de 0,32Km hacia la suplencia con el 3CE. | \$ 76.828.148 | \$ 93.653.766 | -\$ 16.825.618 |
| 52 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942 | \$ 58.828.820 | \$ 59.763.581 | -\$ 934.761 |
| 53 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA. | \$ 284.239.699 | \$ 490.135.536 | -\$ 205.895.837 |
| 57 | CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU | \$ 78.354.685 | \$ 166.899.370 | -\$ 88.544.685 |
| 62 | Construcción salida circuito 2 CU macroproyecto GVR | \$ 284.352.390 | \$ 162.447.486 | \$ 121.904.904 |
| 63 | Construcción doble circuito Pavas-Ceritos IPA1-1PA. | \$ 1.590.897.750 | \$ - | \$ 1.590.897.750 |
| 64 | Construcción salida circuito Industrial Cuba a 33kv | \$ 103.183.880 | \$ - | \$ 103.183.880 |
| 65 | CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED PARA URBANIZACIÓN EL REMANSO SECTORES B Y C (IV ETAPA) | \$ 95.370.700 | \$ 99.624.875 | -\$ 4.254.175 |
| 78 | CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE | \$ 293.322.090 | \$ 147.646.552 | \$ 145.675.538 |
| 96 | Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I | \$ 734.195.440 | \$ 1.199.805.245 | -\$ 465.609.805 |
| 101 | Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel II y III | \$ 826.941.260 | \$ 1.941.606.432 | -\$ 1.114.665.172 |
| 106 | REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17 | \$ 1.733.945.969 | \$ 732.920.723 | \$ 1.001.025.247 |
| 115 | Reemplazo Servicios Auxiliares en Subestación CUBA | \$ 49.624.000 | \$ 121.548.000 | -\$ 71.924.000 |
| 122 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-PA | \$ 264.644.658 | \$ 162.975.672 | \$ 101.668.986 |
| 123 | Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-LR | \$ 264.644.658 | \$ 237.237.804 | \$ 27.406.854 |
| 124 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T3DQ | \$ 87.803.892 | \$ 90.332.988 | -\$ 2.529.096 |
| 125 | Sistema de supervisión y control S/E PAVAS | \$ 951.340.000 | \$ 2.171.342.000 | -\$ 1.220.002.000 |
| 126 | Sistema de supervisión y control S/E NARANJITO | \$ 714.051.000 | \$ 1.261.819.000 | -\$ 547.768.000 |
| 127 | Nuevo Circuito 2CU | \$ 100.599.000 | \$ 139.031.000 | -\$ 38.432.000 |
| 128 | Nuevo Circuito 1CU | \$ 260.919.000 | \$ 259.647.012 | \$ 1.271.988 |
| 129 | Nuevo Circuito 7VE | \$ 100.599.000 | \$ 139.031.000 | -\$ 38.432.000 |
| 130 | Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T1CU | \$ 87.803.892 | \$ 87.803.892 | \$ - |
| 139 | Ventorrillo-Cambio de RC por bahía en el IVE, incluyendo equipo de calidad | \$ 261.078.000 | \$ 349.980.000 | -\$ 88.902.000 |
| 140 | Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el IDQ, incluyendo equipo de calidad | \$ 261.078.000 | \$ - | \$ 261.078.000 |
| 141 | Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el ANDI, incluyendo equipo de calidad | \$ 261.078.000 | \$ - | \$ 261.078.000 |
| 143 | Cambio de seccionador de línea en la línea DVE en la SE DQ. | \$ 53.938.715 | \$ 58.742.550 | -\$ 4.803.835 |
| 146 | Sistema de Gestión de activos | \$ 668.763.078 | \$ 668.763.078 | \$ - |
| 9 | RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN. | \$ 458.410.665 | \$ 143.296.338 | \$ 315.114.327 |
| 69 | OBRA CIVIL. REMODELACIÓN CTO.2CE ETAPA III. Calles 21 a 27 | \$ 956.085.717 | \$ 295.028.434 | \$ 661.057.283 |
| O2019 | OTRAS INVERSIONES EN LA RED | \$ - | \$ 358.415.000 | -\$ 358.415.000 |
| TOTAL | | \$ 15.639.605.835 | \$ 15.325.735.008 | \$ 313.870.827 |

Tabla 43. Desviaciones del Plan de Inversión



Los proyectos 9 – (Ramal General Xochimilco - Jordán), 69 – (Obra Civil. Remodelación Cto. 2CE Etapa III); son proyectos que hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2020, pero se inició con su ejecución en el 2019, teniendo en cuenta que algunos de los proyectos aprobados para el 2019 como fue el caso del proyecto 23 – (Construcción de red del VHM para traslado de carga), 32 – (Construcción tramo de red 1,5 km. Granja Solar), 63 - Construcción doble circuito Pavas-Cerritos IPA1-1PA, 64 – (Construcción salida circuito Industrial Cuba a 33kV), 140 – (Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el IDQ, incluyendo equipo de calidad) y 141 – (Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el ANDI, incluyendo equipo de calidad) no se pudieron iniciar en el 2019, debido a que algunos dependían de permisos de algunas entidades Gubernamentales, para los cuales no se alcanzó en el 2019 a tener la autorización por parte de estas para iniciar con dichos proyectos. Para otros proyectos, fue necesario realizar trabajos concernientes a obras civiles en Subestaciones para su ejecución, las cuales no se alcanzaron a tener listas en el mismo año.

G.) Gestión de Activos

El proyecto para la implementación del Sistema de Gestión de Activos se viene desarrollando desde dos perspectivas en paralelo: la implementación de un Software EAM y el desarrollo del Plan Estratégico de Gestión de Activos conforme a los requerimientos de la norma ISO – 55001.

✓ Diagnóstico

Durante la vigencia 2019 se inició con el diagnóstico de procesos valorado en nivel de madurez y hoja de ruta del Sistema de Gestión de Activos para Energía de Pereira. Mediante este estudio realizado por la Firma PMM, se determinó que Energía de Pereira obtuvo un nivel de madurez de 1,19 (Consciente) y la meta a alcanzar es nivel de madurez 3 (Competente).



Nivel de madurez obtenido en cada uno de los requerimientos de la ISO 55001

| No. | Requerimiento | Puntuación |
|-------------------------|---|-------------|
| 4.1 | Conocimiento de la organización y su contexto | 1,50 |
| 4.2 | Conocimiento de las necesidades y expectativas de las partes interesadas | 1,50 |
| 4.3 | Determinación del alcance del Sistema de gestión de activos | 1,00 |
| 4.4 | Sistema de gestión de activos | 1,00 |
| 5.1 | Liderazgo y compromiso | 1,00 |
| 5.2 | Política | 1,00 |
| 5.3 | Roles, responsabilidades y autoridad organizacional | 1,00 |
| 6.1 | Acciones para abordar los riesgos y las oportunidades para el sistema de gestión de activos | 1,00 |
| 6.2.1 | Objetivos de gestión de activos | 1,00 |
| 6.2.2 | Planificación para lograr los objetivos de la gestión de activos | 1,00 |
| 7.1 | Recursos | 1,00 |
| 7.2 | Competencia | 1,00 |
| 7.3 | Toma de conciencia | 1,50 |
| 7.4 | Comunicación | 1,50 |
| 7.5 | Requisitos de información | 1,00 |
| 7.6.1 | Información documentada | 1,00 |
| 7.6.2 | Creación, redacción y actualización de la información documentada | 2,00 |
| 7.6.3 | Control de la información documentada | 2,00 |
| 8.1 | Planificación y control operacional | 1,00 |
| 8.2 | Gestión del cambio | 1,00 |
| 8.3 | Contratación a terceros (Alcance y Control) | 1,50 |
| 9.1 | Seguimiento, medicación, análisis y evaluación | 1,00 |
| 9.2 | Auditoría Interna | 1,00 |
| 9.3 | Revisión por la dirección | 1,50 |
| 10.1 | No conformidad y acciones correctivas | 1,00 |
| 10.2 | Acciones preventivas | 1,00 |
| 10.3 | Mejora continua | 1,00 |
| Nivel de Madurez | | 1,19 |

Tabla 44. Nivel de madurez – Requerimientos ISO 55001

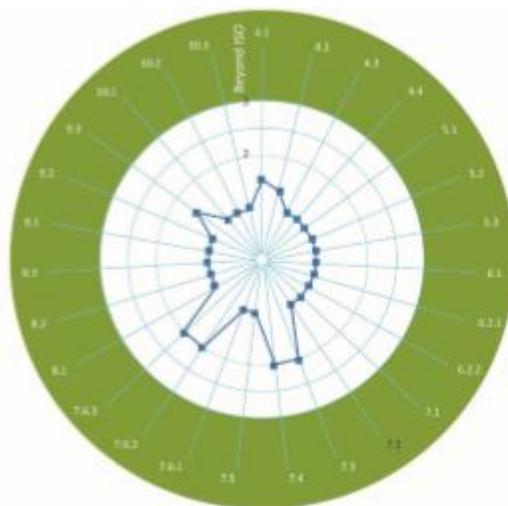


Ilustración 10. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP en cada uno de los requerimientos evaluados de la ISO 55001
Fuente: Diagnóstico PMM

Software EAM

Se adelantó la selección de la mejor herramienta para el manejo de la información que garantice la gestión del ciclo de vida del activo, en donde se determinó la compra del software EAM Máximo-IBM, su implementación se llevará a cabo en el 2020, para lo cual se están solucionando los requisitos de infraestructura tecnológica para la instalación de este.

Generalidades: IBM Máximo permite gestionar todo tipo de activos (lineales, plantas, automotriz y locativo), durante todo su ciclo de vida (planeación, diseño, adquisición, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento, baja y disposición final), equilibrando costo, riesgo y desempeño de los activos, alineado con mejores prácticas y estándares como ISO 55.000.

Dadas las instrucciones de la consultoría especializada en Gestión de Activos – PMM, para la implementación de la norma ISO-50001 y el desarrollo de cada uno de sus requisitos, se propuso abarcar desde tres perspectivas o niveles: Nivel Estratégico, Táctico y Operativo, de acuerdo con la siguiente imagen a fin de abarcar los requisitos de la norma.

Inversión ejecutada en el 2019

| <i>Proyecto</i> | <i>Objetivo del Proyecto</i> | <i>Inversión Ejecutada 2019</i> |
|-----------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 146 | Sistema de Gestión de activos | \$ 668.763.078 |

Tabla 45. Inversión ejecutada 2019_Gestión de Activos





EmpresaEnergíaPereira



EnergíaPereira



EnergíaPereira



www.eep.com.co