



EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.

EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN DE EMCARTAGO 2021

Circular CREG 024/2020

Marzo de 2022

Documento con el informe de ejecución del Plan de Inversión en el tercer 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 | 4 |
| Tabla 1. Inversión aprobada años 2019 a 2025. | 4 |
| Tabla 2. Presupuesto aprobado vs ejecutado año 2021. | 4 |
| Tabla 3. Descripción de los proyectos ejecutados. | 7 |
| Figura 1. Descripción de los proyectos ejecutados. | 7 |
| Tabla 4. Indicadores SAIFI y SAIDI hasta el año 2021. | 8 |
| Figura 2. Comportamiento de los indicadores de calidad. | 8 |
| Tabla 5. Meta propuesta de los indicadores SAIFI y SAIDI para el año 2021. | 9 |
| Figura 3. Gráfico comparativo SAIDI real vs SAIDI meta año 2021. | 9 |
| Figura 4. Gráfico comparativo SAIFI real vs SAIFI meta año 2021. | 10 |
| Tabla 6. SAIFI (meta y real) para el periodo 2020-2021. | 10 |
| Figura 5. SAIFI meta y SAIFI real para periodo 2020-2021. | 10 |
| Tabla 7. SAIDI (meta y real) para el periodo 2020-2021. | 11 |
| Figura 6. SAIDI meta y SAIDI real para periodo 2020-2021. | 11 |
| B. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios | 12 |
| Figura 7. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios. | 12 |
| Tabla 8. Comportamiento de los PQR'S según su clasificación. | 13 |
| Tabla 9. Actividades de mantenimiento. | 14 |
| C. Descripción del sistema operado | 15 |
| Figura 8. Área de influencia. | 15 |
| Tabla 10. Subestaciones operadas por EEP a diciembre de 2021. | 16 |
| Tabla 11. Activos operados (Líneas y redes) por EEP a diciembre de 2021. | 16 |
| Tabla 12. Cantidad de transformadores operados por EEP a diciembre de 2021. | 16 |
| Tabla 13. Usuarios atendidos por EEP a diciembre 2021. | 16 |
| Tabla 14. Demandas de energía y potencia año 2021. | 17 |
| Tabla 15. Contraste entre los indicadores de calidad y las metas propuestas. | 17 |
| Figura 9. SAIFI meta – SAIFI real. | 18 |
| Figura 10. SAIDI meta – SAIDI real. | 18 |
| Tabla 16. Potencia demandada para factibilidades de nivel de tensión 1 y 2. | 19 |
| D. Resumen del plan de inversión aprobado | 19 |
| Tabla 17. Categoría de activos con sus respectivas descripciones. | 19 |

| | |
|---|-----------|
| Tabla 18. Plan de inversión para nivel de tensión 3 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 20 |
| Tabla 19. Plan de inversión para nivel de tensión 2 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 20 |
| Tabla 20. Plan de inversión para nivel de tensión 1 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 21 |
| Tabla 21. Plan de inversión por categoría de activos y tipo de inversión. | 21 |
| Tabla 22. Ejecución real para nivel de tensión 3 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 21 |
| Tabla 23. Ejecución real para nivel de tensión 2 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 22 |
| Tabla 24. Ejecución real para nivel de tensión 1 por categoría de activos y tipo de inversión..... | 22 |
| Tabla 25. Ejecución real por categoría de activos y tipo de inversión. | 22 |
| Tabla 26. Plan de inversión por código de proyecto y nivel de tensión. | 23 |
| Tabla 27. Ejecución real por código de proyecto y nivel de tensión..... | 24 |
| Tabla 28. % del Plan de inversión y la ejecución real en base a la variable CRRj..... | 24 |
| E. Avance en el cumplimiento de metas | 24 |
| Figura 11. Alcance meta propuesta para el indicador SAIDI (horas). | 25 |
| Figura 12. Alcance meta propuesta para el indicador SAIFI (veces). | 25 |
| F. Desviaciones del plan de inversión | 25 |
| Tabla 29. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 8..... | 26 |
| Tabla 30. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 13..... | 26 |
| Tabla 31. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 15..... | 27 |
| Tabla 32. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 16..... | 27 |
| Tabla 33. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 17..... | 27 |
| Tabla 34. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 18..... | 28 |
| H. Gestión de activos | 28 |
| Figura 13. Nivel de madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014..... | 28 |

A. Resumen ejecutivo

La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P como aliado estratégico de EMCARTAGO, desarrolla el informe soporte de la ejecución del Plan de inversión para el tercer año del plan de inversiones (2021). Para finalidad de este informe se presenta la información consolidada de las actividades que EEP viene ejecutando con el fin de garantizar la prestación del servicio oportuno y confiable de energía eléctrica. Los proyectos sustentados en este informe son ejecutados con el fin de garantizar los objetivos a corto plazo, pero más importante, mejorar la calidad del servicio suministrado en el municipio. Los costos serán representados en la moneda local COP (a diciembre de 2017) según el capítulo 14 de la resolución 015 de 2018. En la tabla 1, se muestra un resumen del plan inversión aprobado y en la tabla 2, el plan de inversión aprobado y la ejecución real para el año 2021.

| Resumen- inversión aprobada | | | | | | |
|-----------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| \$6.060.953.069 | \$ 4.177.224.812 | \$4.700.306.850 | \$3.811.390.700 | \$2.313.212.484 | \$3.726.584.420 | \$4.395.451.491 |

Tabla 1. Inversión aprobada años 2019 a 2025.

| Inversión Aprobada 2021 | Inversión Ejecutada 2021 |
|-------------------------|--------------------------|
| \$ 4.700.306.850 | \$ 4.535.727.494 |

Tabla 2. Presupuesto aprobado vs ejecutado año 2021.

En el año 2021 se ejecutaron proyectos en los cuales se enfatizó en las redes de nivel de tensión 2 y reposición de transformadores de potencia para la subestación Santa María y Subestación Cartago de nivel de tensión 2 y 3 respectivamente, con el propósito de garantizar una alimentación continua desde las subestaciones que suministran la energía al municipio de Cartago.

A continuación, se hace una breve descripción de los proyectos que fueron ejecutados en el año 2021.

Proyecto 8. Subestación SMA Etapa II, adecuación de la subestación Santa María gracias a la modernización y cambio de equipos en mal estado; como parte del proyecto a largo plazo de la conexión entre la subestación Santa María y la subestación Planta Diesel (Anillo 34.5 KV) que pretende cambiar la configuración actual del sistema mediante el cual se brinda el servicio eléctrico, con el fin de mejorar la cantidad de interrupciones y el tiempo que estas duran, garantizando que el suministro eléctrico del municipio sea siempre continuo, ya que en caso de falla de una de las dos subestaciones la segunda actúe como soporte y la continuidad del servicio sea las 24 horas para los usuarios. Además de esto se busca ampliar la capacidad de la subestación que suministra servicio al 50% de Cartagüeños.

Proyecto 9. Transformador de 20 MVA en SMA, instalación de nivel de tensión 3 con una capacidad de 16 a 20 MVA en la subestación Santa María, buscando no solo reemplazar transformadores existentes obsoletos, si no también, mejorar la capacidad de la subestación para planes futuros de expansión en el municipio, brindando además, una mayor continuidad en el servicio en caso de fallas o mantenimientos preventivos y correctivos a los activos de dicha subestación.

Proyecto 10. Transformador de 25 MVA para la S/E Caracolí, Instalación de transformador de nivel de tensión 4 con una capacidad de 21 a 25 MVA en la subestación Cartago, con el objetivo de tener una mayor cobertura ante fallas, garantizando un plan de contingencia ante salidas de las subestaciones Planta Diesel o Santa María, dando continuidad en el servicio a los usuarios del municipio y una mayor capacidad a todo el sistema de este.

Proyecto 12. Banco de condensadores C1L2-T3, adecuación en el SDL cambiando infraestructura eléctrica que se encuentra en mal estado o ha cumplido su ciclo de vida, para la instalación del banco de condensadores donde se intervienen los circuitos del Local 3 (Subestación Santa María) y el circuito C2L1, en el sector de Puerto Caldas.

Proyecto 13 y 14. Cumplimiento de esquema de calidad T3 y T4, los proyectos 13 y 14 son necesarios para ingresar al esquema de calidad dando cumplimiento a los lineamientos establecidos en el capítulo 5 de la resolución CREG 015 del 2018. Así entonces, mejorando la calidad y confiabilidad del sistema de distribución local (SDL) mediante la instalación de 1 reconector (equipo de corte o maniobra telecontrolado) lo que permite una rápida acción de los operadores ante fallas. Garantizando menos interrupciones para los usuarios.

Proyecto 15. Reconfiguración del circuito C1L1 y el circuito C2L1, instalación y cambio de infraestructura eléctrica en el municipio, para la implementación de una suplencia entre los circuitos C1L1 y C2L1 con el cual no solo se verán beneficiados los usuarios de estos dos circuitos, sino además, el Bombeo (Sistema de Acueducto del municipio), ejecutando actividades dentro de puntos críticos de estos, donde se evidenció mayor deterioro, como el cambio de conductor desnudo por cable ecológico y adecuación de la red logrando

disminuir la cargabilidad y a su vez mejorar el estado actual de apoyos y distancias de seguridad de estos. Esto garantizará un plan de respaldo a los usuarios que pertenecen a estos dos circuitos en caso de uno de los dos fallen.

Proyecto 16. Remodelación de redes de nivel 2 se ejecutaron actividades de cambio, traslado e instalación de redes de nivel de tensión 2, aumentando la capacidad de los circuitos y mejorando la confiabilidad y calidad del servicio al instalar red ecológica y cambio de apoyos que estaban en mal estado en sectores críticos como Puerto Caldas y El Ortez; cabe destacar, la expansión de la infraestructura eléctrica para proyectos nuevos del municipio con redes subterráneas y la adecuación de los circuitos existentes para la implementación de suplencias entre ellos.

Proyecto 17. Transformadores y redes de nivel 1, instalación y cambio de transformadores en mal estado o que han cumplido su ciclo de vida, además del cambio de red abierta por red trenzada (más segura y ayuda a disminuir fallas), y la instalación de redes nuevas subterráneas de nivel de tensión 1, con la finalidad de mejorar la calidad, capacidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios del municipio.

Proyecto 18. Reducción de pérdidas 2021, Reducir las pérdidas generadas en el sistema de distribución local mediante el cambio de redes de nivel de tensión 1 y 2; mediante el cambio de infraestructura en mal estado, red ecológica y el cambio de transformadores en sectores como Cruces-Obando, Santa María, Salida a Anserma Nuevo, Parque Lineal, Bello horizonte, Puerto Caldas, La Isleta entre otros. Disminuyendo significativamente la duración y frecuencia de las fallas en el sistema eléctrico del municipio, garantizando la continuidad del servicio para los usuarios de todo el municipio.

En conclusión, los proyectos que se ejecutaron en el año 2021 están direccionados a la mejora en calidad de energía, atención a la demanda, calidad del servicio y respuesta oportuna ante fallas presentadas, brindando mayor confiabilidad a los Cartagüesños, proporcionando una reducción en el número de interrupciones por año y su duración, obteniendo como resultado gran cantidad de beneficios para los usuarios de EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA como aliado estratégico de EMCARTAGO y por ende la satisfacción de los mismos.

En la tabla 3 y la figura 1 se muestra la descripción de cada proyecto, el tipo de inversión y el costo asociado a cada proyecto.

| Código Proyecto | Nombre | TIPO INVERSIÓN | Total Ejecutado |
|-----------------|--|----------------|---------------------|
| 8 | SUBESTACION SMA ETAPA II | III | \$ 328.984.443,50 |
| 9 | TRANSFORMADOR de 20 MVA EN SMA | III | \$ 1.124.950.000,00 |
| 10 | TRANSFORMADOR DE 25 MVA PARA LA S/E CARACOLÍ | I | \$ 1.816.761.950,00 |
| 12 | BANCO DE CONDESADORES-C1L2-T3 | III | \$ 8.193.268,00 |
| 13 | CUMPLIMIENTO DE ESQUEMA DE CALIDAD -T3 | III | \$ 6.303.363,00 |
| 14 | CUMPLIMIENTO DE ESQUEMA DE CALIDAD -T4 | IV | \$ 62.303.000,00 |
| 15 | RECONFIGURACIÓN DEL C1L1-C2L1 | III | \$ 121.911.183,14 |
| 16 | REMODELACIÓN DE REDES DE NIVEL 2 | III | \$ 101.540.568,46 |
| 17 | TRANSFORMADORES Y REDES DE NIVEL 1 | III | \$ 105.441.482,00 |
| 18 | REDUCCION DE PERDIDAS 2021 | IV | \$ 859.338.234,91 |

Tabla 3. Descripción de los proyectos ejecutados.

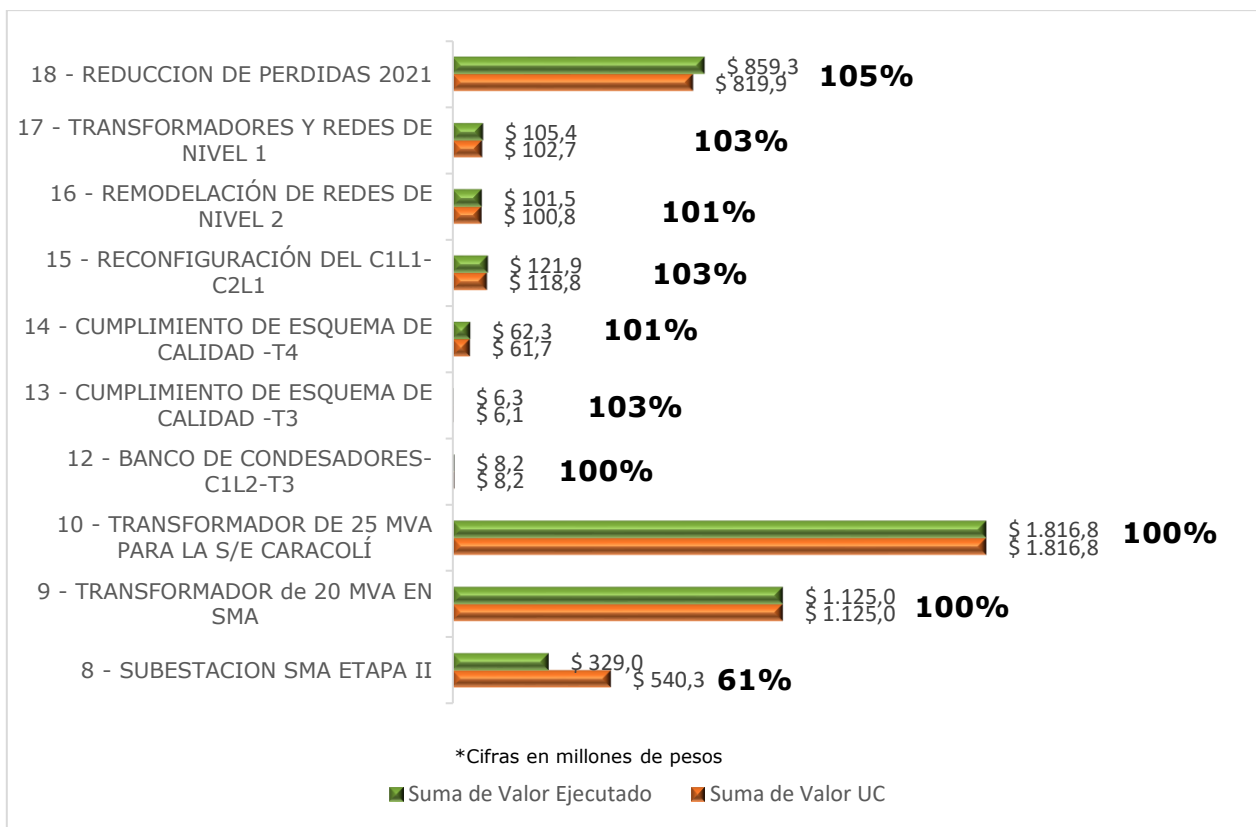


Figura 1. Descripción de los proyectos ejecutados.

Para el año 2021 los indicadores de calidad respondieron de forma satisfactoria, lo anterior debido a los diversos esfuerzos realizados en la ejecución de cada proyecto en pro del beneficio de los usuarios del SDL en el municipio de Cartago. Como consecuencia de esto, se reflejan cifras positivas en los indicadores de calidad SAIFI (frecuencia o número de interrupciones presentadas) y SAIDI (tiempo de duración de interrupciones) respecto a años anteriores; además, se cumple con la meta propuesta para el año reportado. Cabe destacar que Cartago ingresó al esquema de calidad del Servicio, verificación que antes no se hacía en esta localidad del Norte del Valle.

Para el año 2021 se mantuvo la duración y frecuencia de las fallas no solo por debajo de los indicadores de años anteriores, sino, también por debajo de la meta propuesta (tabla 5); lo que constata, que los usuarios fueron beneficiados con menores tiempos de interrupción del servicio y se garantizó un servicio confiable y continuo durante todo el año. La tabla 4 muestra el registro de los indicadores de SAIDI y SAIFI para el periodo comprendido entre el año 2019 y 2021. Por otro lado, en la figura 2 se evidencia el comportamiento a la baja de estos indicadores.

| Indicador | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------|---------|---------|------|
| SAIFI (veces) | 14,7415 | 13,7920 | 9,75 |
| SAIDI (horas) | 12,8334 | 10,1976 | 6,67 |

Tabla 4. Indicadores SAIFI y SAIDI hasta el año 2021.

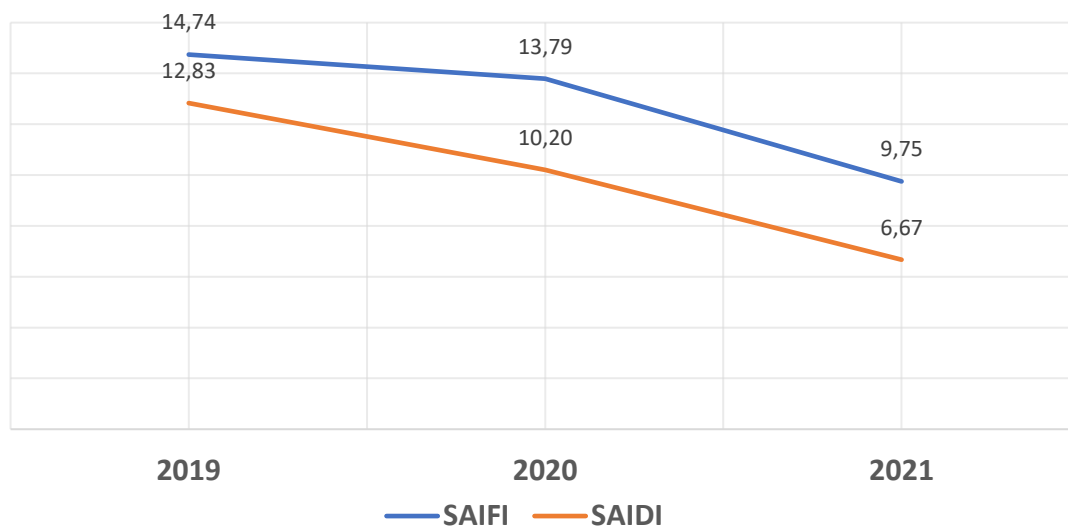


Figura 2. Comportamiento de los indicadores de calidad.

Por otro lado, la tabla 5 muestra un resumen de los indicadores obtenidos en el año 2021 comparados con las metas propuestas para este mismo año.

| Indicador | Meta 2021 | Real 2021 | % variación |
|---------------|-----------|-----------|-------------|
| SAIFI (veces) | 9,88 | 9,75 | 1,32% |
| SAIDI (horas) | 11,6 | 6,67 | 42,5% |

Tabla 5. Meta propuesta de los indicadores SAIFI y SAIDI para el año 2021.

Es importante resaltar el cumplimiento de la meta de los indicadores de duración (SAIDI) y frecuencia (SAIFI), en los cuales se cumple con un 42.5% y un 1.32% de reducción respectivamente de los indicadores respecto a la meta para el año 2021, garantizando así que las interrupciones presentadas en este año disminuyeron y estas se debieron a eventos de corta duración, lo que verifica la rapidez con la que el personal se dispone a atender las interrupciones dando servicio con inmediatez a los usuarios. A continuación, se presentan los gráficos correspondientes a los indicadores de SAIDI y SAIFI respecto a las metas para el año 2021.

SAIDI REAL-SAIDI META

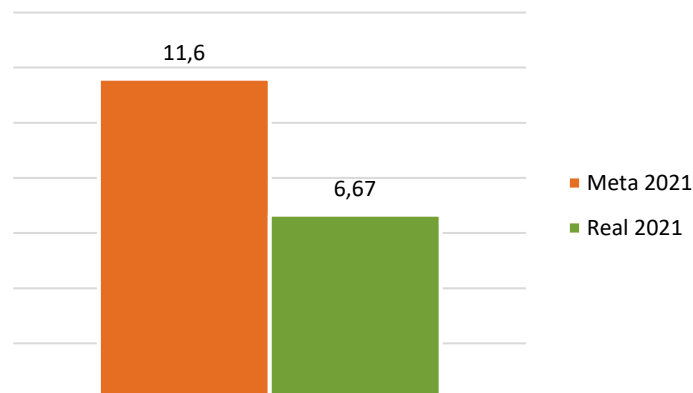


Figura 3. Gráfico comparativo SAIDI real vs SAIDI meta año 2021.

SAIFI REAL-SAIFI META

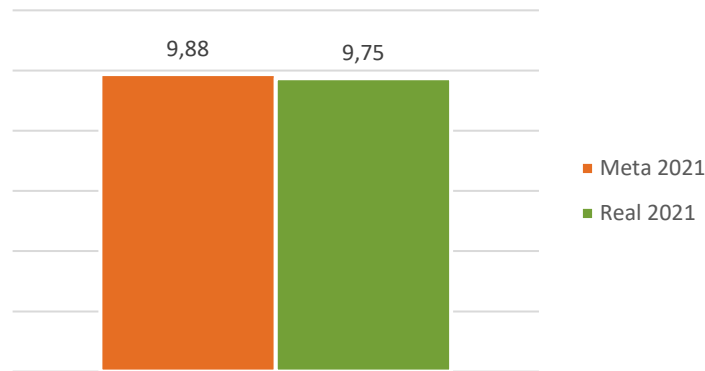


Figura 4. Gráfico comparativo SAIFI real vs SAIFI meta año 2021.

Se presentan los gráficos correspondientes a SAIDI y SAIFI (reales y metas) para los años 2020 y 2021 pertenecientes al Sistema de Distribución Local (SDL) en el municipio de Cartago

| SAIFI (veces) | | | |
|---------------|---------------|------|------|
| | Indicadores | 2020 | 2021 |
| META | SAIFI (veces) | 11,7 | 9,88 |
| REAL | SAIFI (veces) | 13,8 | 9,75 |

Tabla 6. SAIFI (meta y real) para el periodo 2020-2021.

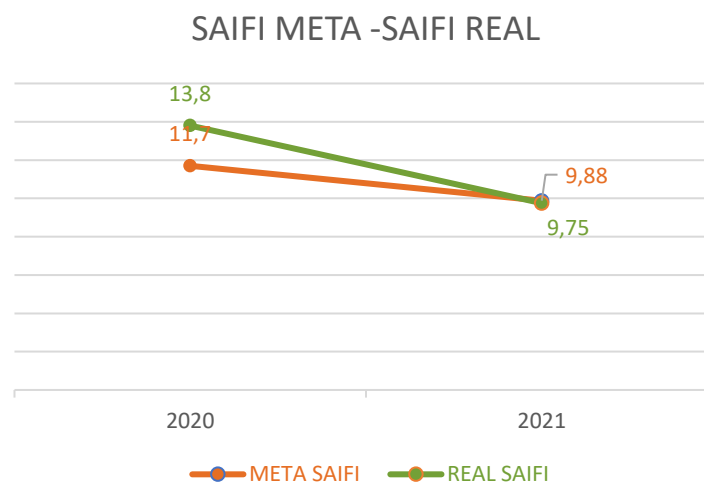


Figura 5. SAIFI meta y SAIFI real para periodo 2020-2021.

De la figura 5, se observa que para el año 2021 la cifra arrojada para el SAIFI cumplió a cabalidad con la meta establecida, puesto que para dicho periodo el indicador no superó los valores de la meta correspondiente, caso contrario a lo ocurrido en el año 2020 en el cual no se cumplió con esta. Lo anterior refleja la mejora en calidad del servicio, respecto a años anteriores.

Se presentan a continuación los valores correspondientes al indicador SAIDI arrojados para el periodo 2020 y 2021 donde se muestra una breve comparación entre los datos arrojados y las metas establecidas para este indicador en el periodo anteriormente mencionado.

Cabe resaltar que dicho indicador arrojó cifras positivas tanto en el año 2020 como en el año 2021, lo anterior se puede observar con claridad en la tabla 7 y figura 6 respectivamente.

| SAIDI (horas) | | | |
|---------------|---------------|------|------|
| | Indicadores | 2020 | 2021 |
| META | SAIDI (horas) | 13,7 | 11,6 |
| REAL | SAIDI (horas) | 10,2 | 6,67 |

Tabla 7. SAIDI (meta y real) para el periodo 2020-2021.

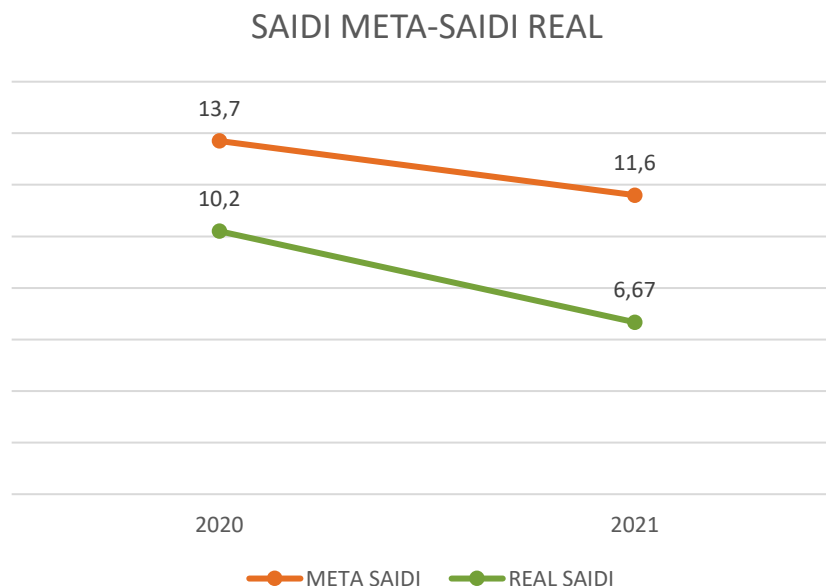


Figura 6. SAIDI meta y SAIDI real para periodo 2020-2021.

B. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Los proyectos ejecutados en el año 2021 del plan de inversiones están encaminados en tres pilares fundamentales mostrados en la figura 7 y en un pensamiento sobre un futuro próspero y eficiente para el sistema de distribución del municipio de Cartago.

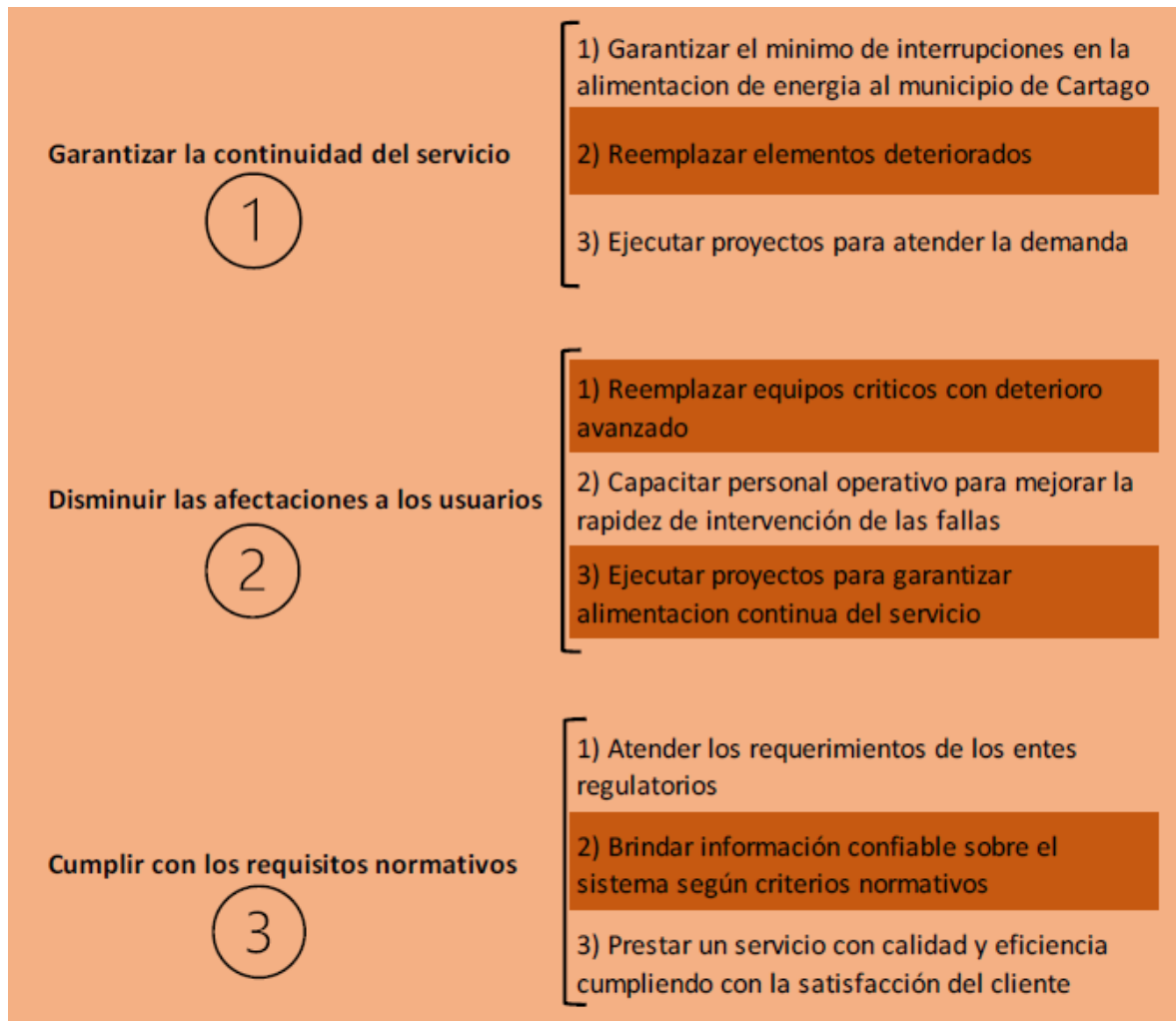


Figura 7. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.

El primer pilar fundamental es garantizar que las redes de distribución se encuentren en las mejores condiciones para así asegurar el servicio continuo para los usuarios pertenecientes al OR. El cambio oportuno de los elementos que se encuentran en malas condiciones operativas se cataloga como una de las prioridades para generar bienestar y satisfacción a los usuarios, toda vez que se cumple con los estándares de calidad y seguridad tanto para los usuarios como para los colaboradores de la compañía, haciendo que esta se catalogue como una de las mejores a nivel nacional.

Bajo estos tres pilares, la Empresa de Energía de Pereira pretende ofrecer un servicio de calidad para sus usuarios y poder expandir los servicios para todos los clientes en la zona de influencia que aún no cuentan con esta oportunidad. Para esto, se vienen adelantando acciones para contrarrestar el tipo de fallas que son de poca duración y difíciles de identificar, ya que estas por generar varios intentos de cierre de los circuitos para restablecer el servicio, pueden ser percibidas por los clientes como afectaciones. Dichas acciones están comprendidas por la instalación de equipos telecontrolados y equipos de maniobra para disminuir la frecuencia de fallas y el tiempo de afectación de estas. Para el año 2021 se contó además con la instalación de 2 transformadores de potencia, uno para la subestación Cartago de nivel de tensión 3, y otro para la subestación Santa María de nivel de tensión 2; cabe resaltar que este último tiene una incidencia sobre el 60% de usuarios del municipio.

Por otro lado, a nivel de circuitos el que más participó en la afectación de la duración anual de las fallas del año anterior (2020) fue el circuito C2L1; para contrarrestar estas afectaciones, se realizó la reconductorización de aproximadamente 3.5 Km de red, con conductor semiaislado de mayor capacidad y se realizó la reposición de apoyos y estructuras que se encontraban en mal estado; además de actividades de mantenimiento permanente en el circuito en mención.

Otro punto importante, es la atención de las peticiones de los usuarios, con la cual la Empresa de Energía de Pereira cuenta con 1 móvil para realizar las revisiones y una disponibilidad de 6 móviles del área técnica con los cuales se pueden atender estas peticiones de manera oportuna.

| Clasificación | Total | % |
|----------------------------|------------|-------------|
| Podas | 132 | 24% |
| Fallas en el servicio | 87 | 16% |
| Traslado de poste | 34 | 6% |
| Solicitud información | 118 | 21% |
| Electrodomésticos quemados | 8 | 1% |
| Acometidas | 73 | 13% |
| Reubicación de redes | 17 | 3% |
| Otros | 76 | 14% |
| Total general | 552 | 100% |

Tabla 8. Comportamiento de los PQR'S según su clasificación.

En la tabla 8, se observa el total de quejas que fueron atendidas según su clasificación durante el año 2021 dando una importancia alta al cumplimiento del tiempo establecido para atender la petición del usuario. Siendo así, se logró cumplir con la meta de no superar más de 8 días hábiles para atender una petición del usuario. De esta forma, se percibe que se minimizan los riesgos eléctricos y una mejora en la calidad del servicio.

Del total de actividades ejecutadas en el año 2021 se tiene una mayor participación de mantenimientos correctivos (60.7%) frente a los preventivos (31.5%) esto se da por el estado de antigüedad en la red de distribución, presenta muchos elementos deteriorados y gran cantidad de conjuntos por fuera de las normas técnicas, como ejemplo se puede citar: crucetearía en madera totalmente podrida, aisladores o pin quebrados, uso de aisladores tipo pin en estructuras de retención (por fuera de la norma), base de apoyos deteriorados, entre otros.

La siguiente tabla, muestra el resumen de las actividades de mantenimiento que fueron planeadas para el beneficio de los usuarios.

| Actividades de mantenimiento |
|--|
| Cambios de crucetas de concreto por crucetas metálicas en línea viva sin generar interrupciones a los usuarios. |
| Cambio de aisladores en mal estado. |
| Cambio de dispositivos de protección (cortacircuitos y DPS). |
| Cambio de transformadores con fuga de aceite. |
| Retiro de postes en mal estado. |
| Reubicación de líneas que se encontraban fuera de las especificaciones de la norma de la Empresa de Energía de Pereira. |
| Normalización de conjuntos que se encontraban fuera de las especificaciones de la norma de la Empresa de Energía de Pereira. |
| Limpieza de equipos de reconexión. |
| Capacitación del personal en mantenimiento y operación de equipos de reconexión. |
| Instalación de equipos de reconexión para diferentes circuitos del municipio de Cartago. |
| Adecuación de redes y conjuntos para hacer un mantenimiento eficiente. |
| Ajuste de protecciones en las subestaciones. |
| Cambio de baterías en las subestaciones. |

Tabla 9. Actividades de mantenimiento.

C. Descripción del sistema operado

A diciembre de 2021, se presenta la información del SDL, presentando el área de influencia en la figura 7, activos operados en la tabla 10 y transformadores operados en la tabla 11.

El área geográfica total atendida por la Empresa de Energía de Pereira es de 241 Km².

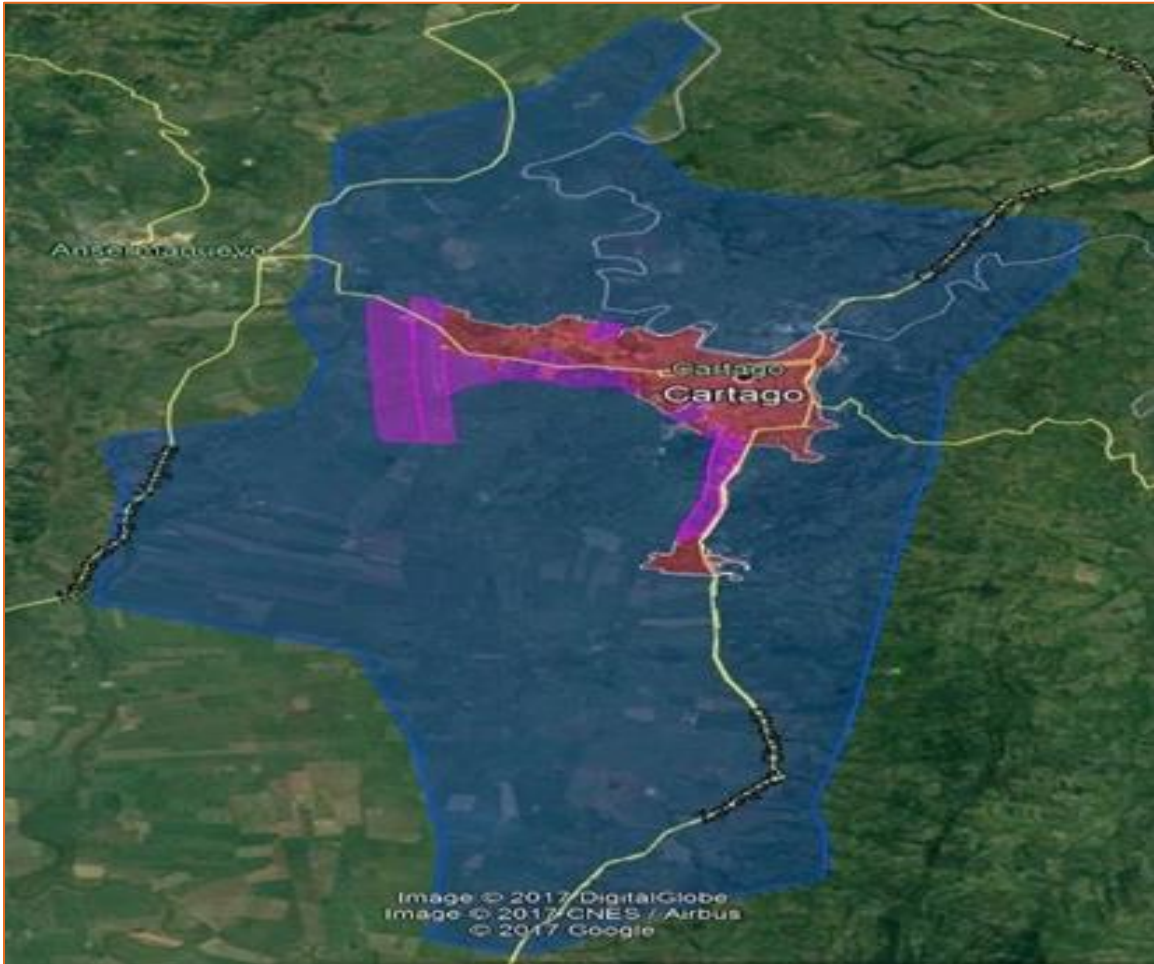


Figura 8. Área de influencia.

A continuación, se presenta de la tabla 10 y a la tabla 12, todos los activos operados por la Empresa de Energía de Pereira hasta diciembre del año 2021.

| Activo | Descripción | Capacidad MVA |
|-------------|---------------|---------------|
| Subestación | Planta Diesel | 0 |
| | Santa María | 30,5 |

Tabla 10. Subestaciones operadas por EEP a diciembre de 2021.

| Activo | Descripción | Longitud (Km) |
|----------------|-------------|---------------|
| Líneas y redes | N4 | 0 |
| | N3 | 10,3713 |
| | N2 | 315,6659 |
| | N1 | 296,679 |

Tabla 11. Activos operados (Líneas y redes) por EEP a diciembre de 2021.

| Cantidad de transformadores | | | |
|-----------------------------|------|------------------|-----------------------|
| Descripción | Uso | Propiedad del OR | Propiedad de terceros |
| Total | 1456 | 930 | 526 |

Tabla 12. Cantidad de transformadores operados por EEP a diciembre de 2021.

A continuación, se muestra en la tabla 13 la información correspondiente al tipo y cantidad de usuarios con los que cuenta la Empresa de Energía de Pereira en el municipio de Cartago tanto en zonas urbanas como en zonas rurales para el año 2021.

| Tipo de Usuarios | 2021 |
|------------------|---------------|
| Residenciales | 42.990 |
| No residenciales | 5.873 |
| Urbanos | 45.153 |
| Rural | 3.710 |
| Total | 48.863 |

Tabla 13. Usuarios atendidos por EEP a diciembre 2021.

Ahora bien, las demandas de energía y potencia del SDL para el año 2021 se muestran en la tabla 14.

| | | Total (MWh) | 984,94 |
|----------------------------|--------------------------------------|-------------|--------|
| Demanda de Energía | Máximo valor del sistema (día) (MWh) | | 605,51 |
| | Mínimo valor del sistema (día) (MWh) | | 379,43 |
| Demanda de Potencia | Máximo valor del sistema (MW) | | 31,7 |
| | Mínimo valor del sistema (MW) | | 7,68 |

Tabla 14. Demandas de energía y potencia año 2021.

Los indicadores de calidad para el año 2021, respondieron según las actividades que se ejecutaron durante todo el año, lo anterior en pro del mejoramiento continuo del servicio prestado en el municipio de Cartago. Es pertinente recalcar que la duración y la frecuencia con que ocurrían los fallos se mantuvo por debajo del mínimo histórico, garantizando que el servicio se prestara con continuidad y con el mínimo tiempo de interrupciones alcanzando las metas previstas. La tabla 15 presenta el resumen de los indicadores de calidad calculados a diciembre de 2021 y un contraste con el cumplimiento de las metas para el año 2021, donde se observa el porcentaje de cumplimiento de los indicadores. Por otro lado, la figura 9 y 10 muestra la información anteriormente mencionada.

| SAIFI (veces) | | | | SAIDI (horas) | | | |
|---------------|-------------|--------|------|---------------|-------|--------|--------|
| | Indicadores | 2020 | 2021 | Indicadores | | 2020 | 2021 |
| META | SAIFI | 11,7 | 9,88 | META | SAIDI | 13,7 | 11,6 |
| REAL | SAIFI | 13,8 | 9,75 | REAL | SAIDI | 10,2 | 6,67 |
| % VARIACIÓN | SAIFI | -17,9% | 1,3% | % VARIACIÓN | SAIDI | 25,55% | 42,50% |

Tabla 15. Contraste entre los indicadores de calidad y las metas propuestas.

SAIFI META -SAIFI REAL

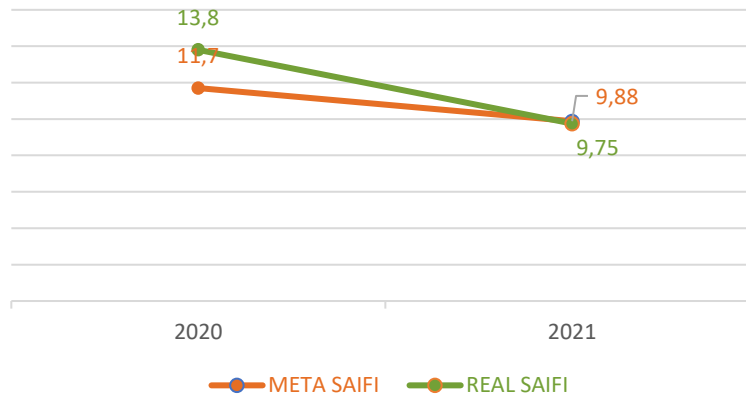


Figura 9. SAIFI meta – SAIFI real.

SAIDI META-SAIDI REAL

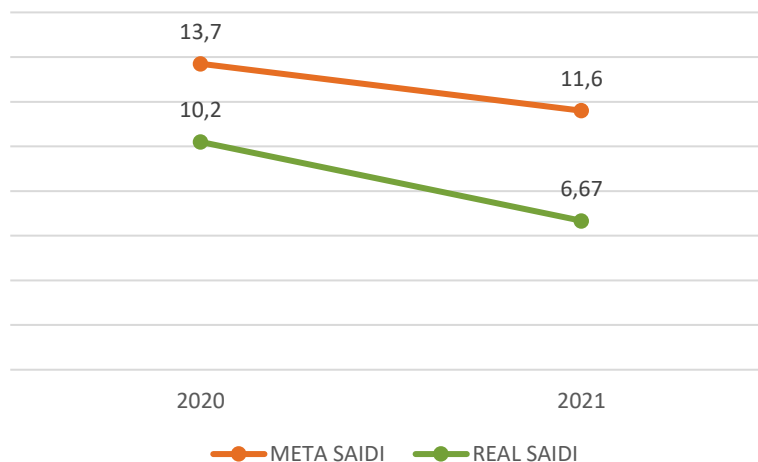


Figura 10. SAIDI meta – SAIDI real.

Para el año 2021 el número de usuarios atendidos ascendió a 48.863 usuarios, aumentando el número de usuarios rurales, pasando de aproximadamente 3600 a 3710, lo que indica un gran cubrimiento de la zona de influencia generando la posibilidad que todos puedan acceder a un servicio de energía eléctrica confiable y de calidad. Es importante mencionar, que se proyectan inversiones en instalación de nuevas redes y equipos que aseguren la demanda de energía para los siguientes periodos. Es pertinente resaltar que inclusive con el aumento de los usuarios atendidos, los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI se comportaron positivamente para el año 2021, y de acuerdo con las inversiones propuestas

para los siguientes años, se espera que los indicadores presenten variaciones aún más positivas, asegurando así la satisfacción del cliente.

Finalmente, es importante recalcar el papel preponderante que tuvieron las factibilidades tanto de nivel de tensión 2 como de nivel de tensión 1, las cuales fueron solicitadas ante la compañía por parte de distintos usuarios en el municipio de Cartago, donde participaron los diferentes circuitos pertenecientes al operador de red, para nuestro caso la Empresa de Energía de Pereira, lo anterior reflejando una expansión (crecimiento del sector eléctrico) para dicho municipio. Para ello, se muestra en la siguiente tabla la potencia solicitada (dada en KVA) por dichas factibilidades.

| Factibilidades | |
|--------------------|-------------------|
| Nivel de tensión | Potencia [KVA] |
| 1 | 6.658,774 |
| 2 | 14.459,9 |
| Total [KVA] | 21.118,674 |

Tabla 16. Potencia demandada para factibilidades de nivel de tensión 1 y 2.

D. Resumen del plan de inversión aprobado

Para el municipio de Cartago, en el año 2021 el presupuesto aprobado se ejecutó mediante los proyectos 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 18.

A continuación, se describen los proyectos clasificados por categoría de activos, tipo de inversión y nivel de tensión. La ejecución de los proyectos anteriormente mencionados tiene como objetivo una mejora en la calidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el municipio de Cartago.

| Categoría de activos | Descripción |
|----------------------|-------------------------------------|
| 1 | Transformadores de potencia |
| 2 | Compensaciones |
| 3 | Bahías y celdas |
| 4 | Equipos de control y comunicaciones |
| 5 | Equipos de subestación |
| 6 | Otros activos subestación |
| 7 | Líneas aéreas |
| 8 | Líneas Subterráneas |
| 9 | Equipos de línea |
| 10 | Centro de Control |
| 11 | Transformadores de Distribución |
| 12 | Redes de distribución |

Tabla 17. Categoría de activos con sus respectivas descripciones.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------|-------------------------|
| 1 | \$ 1.816.761.950 | | | \$ 1.816.761.950 |
| 2 | | | | |
| 3 | | | | |
| 4 | | | | |
| 5 | | \$ 11.816.000 | | \$ 11.816.000 |
| 6 | | | | |
| 7 | | | | |
| 8 | | \$ 153.739.500 | | \$ 153.739.500 |
| 9 | | \$ 40.004.000 | | \$ 40.004.000 |
| 10 | | | | |
| Total N3 | \$ 1.816.761.950 | \$ 205.559.500 | \$ 0 | \$ 2.022.321.450 |

Tabla 18. Plan de inversión para nivel de tensión 3 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | | \$ 1.124.950.000 | | \$ 1.124.950.000 |
| 2 | | | | |
| 3 | | \$ 100.599.000 | | \$ 100.599.000 |
| 4 | | | | |
| 5 | | | | |
| 6 | | | | |
| 7 | | \$ 232.907.900 | \$ 503.522.200 | \$ 736.430.100 |
| 8 | | \$ 220.227.600 | | \$ 220.227.600 |
| 9 | | \$ 14.931.000 | \$ 54.211.000 | \$ 69.142.000 |
| 10 | | | | |
| Total N2 | \$ - | \$ 1.693.615.500 | \$ 557.733.200 | \$ 2.251.348.700 |

Tabla 19. Plan de inversión para nivel de tensión 2 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 11 | | \$ 44.795.000 | \$ 105.058.000 | \$ 149.853.000 |
| 12 | | \$ 57.913.200 | \$ 218.870.500 | \$ 276.783.700 |
| Total N1 | \$ - | \$ 102.708.200 | \$ 323.928.500 | \$ 426.636.700 |

Tabla 20. Plan de inversión para nivel de tensión 1 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Total N3 | \$ 1.816.761.950 | \$ 205.559.500 | \$ 0 | \$ 2.022.321.450 |
| Total N2 | \$ - | \$ 1.693.615.500 | \$ 557.733.200 | \$ 2.251.348.700 |
| Total N1 | \$ - | \$ 102.708.200 | \$ 323.928.500 | \$ 426.636.700 |
| Total General | \$ 1.816.761.950 | \$ 2.001.883.200 | \$ 881.661.700 | \$ 4.700.306.850 |

Tabla 21. Plan de inversión por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo II | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|-------------------------|-------------------|----------------------|-------------------|-------------------------|
| 1 | \$ 1.816.761.950 | | | | \$ 1.816.761.950 |
| 2 | | | | | \$ 0 |
| 3 | | | | | \$ 0 |
| 4 | | | | | \$ 0 |
| 5 | | | \$ 11.816.000 | | \$ 11.816.000 |
| 6 | | | | | \$ 0 |
| 7 | | | | | \$ 0 |
| 8 | | | | | \$ 0 |
| 9 | | | \$ 60.774.000 | | \$ 60.774.000 |
| 10 | | | | | \$ 0 |
| Total N3 | \$ 1.816.761.950 | \$ 0 | \$ 72.590.000 | \$ 0 | \$ 1.889.351.950 |

Tabla 22. Ejecución real para nivel de tensión 3 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo II | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | | | \$ 1.124.950.000 | | \$ 1.124.950.000 |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| 6 | | | | | |
| 7 | | \$ 41.307.350 | \$ 109.479.905 | \$ 584.224.115 | \$ 735.011.369 |
| 8 | | \$ 13.474.300 | | \$ 228.699.144 | \$ 242.173.444 |
| 9 | | | \$ 10.591.000 | \$ 65.688.000 | \$ 76.279.000 |
| 10 | | | | | \$ 0 |
| Total N2 | \$ 0 | \$ 54.781.650 | \$ 1.245.020.905 | \$ 878.611.258 | \$ 2.178.413.813 |

Tabla 23. Ejecución real para nivel de tensión 2 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo II | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 11 | \$15.658.000 | \$6.857.000 | \$ 132.887.000 | \$ 8.190.000 | \$ 163.592.000 |
| 12 | \$3.078.670 | \$76.619.752 | \$ 27.948.091 | \$ 196.723.217 | \$ 304.369.730 |
| Total N1 | \$ 18.736.670 | \$ 83.476.752 | \$ 160.835.091 | \$ 204.913.217 | \$ 467.961.730 |

Tabla 24. Ejecución real para nivel de tensión 1 por categoría de activos y tipo de inversión.

| Categoría de activos | Inversión tipo I | Inversión tipo II | Inversión tipo III | Inversión tipo IV | Total general |
|----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Total N3 | \$ 1.816.761.950 | \$ 0 | \$ 72.590.000 | \$ 0 | \$ 1.889.351.950 |
| Total N2 | \$ 0 | \$ 54.781.650 | \$ 1.245.020.905 | \$ 878.611.258 | \$ 2.178.413.813 |
| Total N1 | 18.736.670 | \$83.476.752 | \$ 160.835.091 | \$ 204.913.217 | \$ 467.961.730 |
| Total General | \$ 1.835.498.620 | \$ 138.258.402 | \$ 1.478.445.996 | \$ 1.083.524.475 | \$ 4.535.727.493 |

Tabla 25. Ejecución real por categoría de activos y tipo de inversión.

En la tabla 18 a la tabla 21, se puede observar el plan de inversiones clasificados por tipo, categoría y nivel de tensión en el año 2021. A demás de lo anterior, se evidencia el gran compromiso de la compañía con el SDL del municipio de Cartago ya que se generan grandes inversiones en reemplazo de elementos obsoletos (**tipo I y tipo III**) así como la instalación

de nuevos elementos (**tipo IV**) lo cual se traduce en expansiones para el municipio anteriormente mencionado. De acuerdo a esto se observa un mayor peso de inversión para los transformadores de potencia de nivel de tensión 2 y 3 (categoría 1); además, de un énfasis en la inversión para las categorías 7, 8 y 9 para el nivel de tensión 2, buscando mejorar la calidad y confiabilidad del servicio para los usuarios mediante la reposición tanto de elementos en estado de deterioro como instalaciones nuevas; todo esto pensando en mejorar significativamente la infraestructura eléctrica del municipio de Cartago y aumentar la capacidad del sistema de distribución.

Al comparar las tablas 21 (Plan de inversión aprobado) y la tabla 25 (Ejecución real) se puede observar un cumplimiento del 96.5% del plan aprobado, para el cual se siguieron los lineamientos de nivel de tensión y categoría de activos para su ejecución. Adicionalmente se observa una diferencia de lo ejecutado respecto al plan de inversión aprobado, al entrar en operación activos por valor de \$138.258.402 en tipo de inversión II, el cual no estaba estipulado.

| Código de proyecto | Nivel tensión 1 | Nivel tensión 2 | Nivel tensión 3 | Total general |
|----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 8 | | \$ 334.754.600 | \$ 205.559.500 | \$ 540.314.100 |
| 9 | | \$ 1.124.950.000 | | \$ 1.124.950.000 |
| 10 | | | \$ 1.816.761.950 | \$ 1.816.761.950 |
| 12 | | \$ 8.188.000 | | \$ 8.188.000 |
| 13 | | \$ 6.108.900 | | \$ 6.108.900 |
| 14 | | \$ 61.743.000 | | \$ 61.743.000 |
| 15 | | \$ 118.785.000 | | \$ 118.785.000 |
| 16 | | \$ 100.829.000 | | \$ 100.829.000 |
| 17 | \$ 102.708.200 | | | \$ 102.708.200 |
| 18 | \$ 323.928.500 | \$ 495.990.200 | | \$ 819.918.700 |
| Total general | \$ 426.636.700 | \$ 2.251.348.700 | \$ 2.022.321.450 | \$ 4.700.306.850 |

Tabla 26. Plan de inversión por código de proyecto y nivel de tensión.

| Código de proyecto | Nivel tensión 1 | Nivel tensión 2 | Nivel tensión 3 | Total general |
|----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 8 | | \$ 256.394.444 | \$ 72.590.000 | \$ 328.984.444 |
| 9 | | \$ 1.124.950.000 | | \$ 1.124.950.000 |
| 10 | | | \$ 1.816.761.950 | \$ 1.816.761.950 |
| 12 | | \$ 8.193.268 | | \$ 8.193.268 |
| 13 | | \$ 6.303.363 | | \$ 6.303.363 |
| 14 | | \$ 62.303.000 | | \$ 62.303.000 |
| 15 | | \$ 121.911.183 | | \$ 121.911.183 |
| 16 | | \$ 101.540.568 | | \$ 101.540.568 |
| 17 | \$ 105.441.482 | | | \$ 105.441.482 |
| 18 | \$ 362.520.249 | \$ 496.817.986 | | \$ 859.338.235 |
| Total general | \$ 467.961.730 | \$ 2.178.413.813 | \$ 1.889.351.950 | \$ 4.535.727.493 |

Tabla 27. Ejecución real por código de proyecto y nivel de tensión.

Se puede observar en la tabla 26 y la tabla 27 que se siguieron los lineamientos especificados para nivel de tensión aprobados cumpliéndose con el Plan de ejecución para todos los proyectos, excepto, para el proyecto 8 debido a la no ejecución de activos por valor \$78.360.156 y \$132.969.500 para el nivel de tensión 2 y nivel de tensión 3 respectivamente.

| CRRj | Plan de inversión aprobado | Ejecución Real 2021 |
|-------------------|----------------------------|---------------------|
| \$ 66.324.381.352 | \$ 4.700.306.850 | \$ 4.535.727.494 |
| % | 7,09% | 6,84% |

Tabla 28. % del Plan de inversión y la ejecución real en base a la variable CRRj.

Se observa en la tabla 28 que la ejecución real del año 2021 corresponde al 6.84% del Costo de reposición de referencia del OR.

E. Avance en el cumplimiento de metas

Las inversiones ejecutadas en el municipio de Cartago en el año 2021 se vieron reflejadas en los indicadores de calidad SAIDI (indica la duración anual de las interrupciones que un consumidor del sistema eléctrico sufre al año) y SAIFI (indica la frecuencia anual de las interrupciones que un consumidor del sistema eléctrico sufre al año) los cuales presentaron

valores satisfactorios, manteniéndose no solo por debajo del historial mínimo presentado en informes de años anteriores sino también por debajo de las metas estipuladas para el año reportado; todo esto gracias a los esfuerzos realizados por la Empresa de Energía de Pereira, que de acuerdo con los proyectos planeados y ejecutados, viene promoviendo mejorar la calidad de las redes y los equipos con el fin de garantizar que las interrupciones presentadas tengan la mínima duración y frecuencia, ejecutando el cambio o la instalación de equipos de reconexión (reconectores) cumpliendo con las exigencias de la norma CREG 015 de 2018. La figura 11 y la figura 12 respectivamente muestran como el cumplimiento del indicador SAIDI fue del 42,50% por debajo de la meta propuesta y del SAIFI fue del 1.32% por debajo de la meta propuesta, con lo que se alcanza el cumplimiento de los objetivos de los indicadores de calidad para el año 2021.

SAIDI REAL-SAIDI META

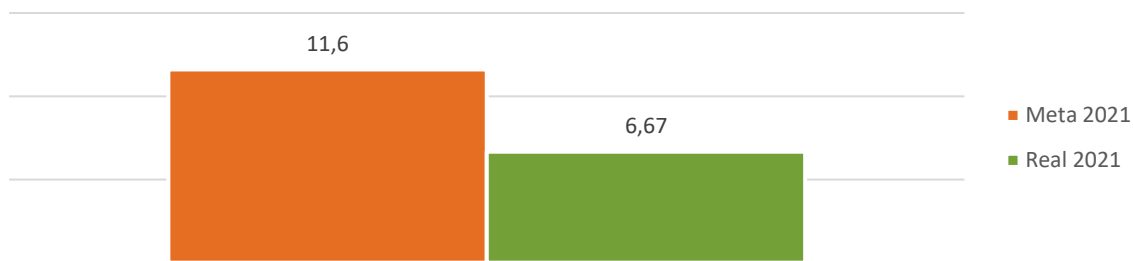


Figura 11. Alcance meta propuesta para el indicador SAIDI (horas).

SAIFI REAL-SAIFI META

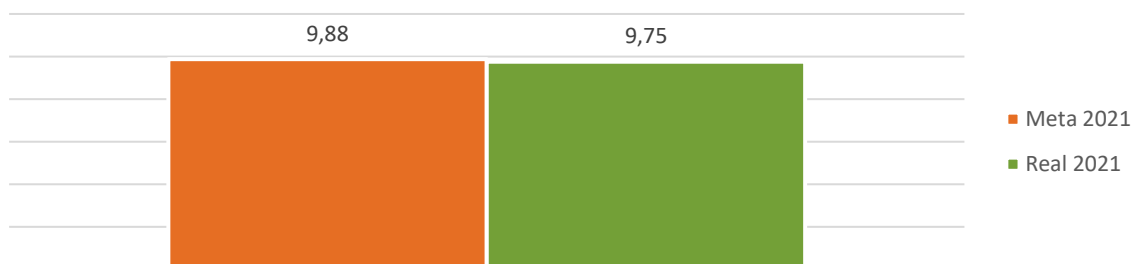


Figura 12. Alcance meta propuesta para el indicador SAIFI (veces).

F. Desviaciones del plan de inversión

Para el año 2021 ante la comisión se presentan los proyectos 8, 9 y 10 con los cuales se buscaba intervenir la subestación Santa María y subestación Cartago con el fin de mejorar capacidad del sistema y realizar el cambio de equipos que cumplieron su ciclo de vida.

Los proyectos 12, 13 y 14, son proyectos dentro del plan de inversión que estaban enfocados en mejorar la calidad del SDL y la adecuación de este para la implementación futura de equipos de corte y maniobra con el fin de dar cumplimiento al esquema de calidad.

Además, en el plan de inversión para la modernización de redes de nivel de tensión 2, se tenían los proyectos 15, 16 y 18, teniendo en cuenta que para este último se contemplaba una parte en redes de baja tensión. Y finalmente, se cuenta con el proyecto 17 el cual se enfocó en el cambio de transformadores y redes de baja tensión que se encontraban en mal estado y obsoletos.

El proyecto 8, se planeó pensando en modernizar y mejorar la capacidad de la subestación Santa María, para lo cual se debía realizar una adecuación de esta que consistía en la reposición de equipos de corte y maniobra. Se presenta principalmente una desviación generada por la entrada en operación de un reconector.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 8 | \$ 540.314.100 | \$ 328.984.444 | 24986 |

Tabla 29. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 8.

El proyecto 13, que se enfocó en el remplazo de red y la instalación de sistemas de puesta a tierra para elementos que no contaban con dicha protección, con el fin de adecuar las redes para la instalación de re conectadores en puntos estratégicos del sistema de eléctrico, buscando garantizar una mejora significativa en la calidad del servicio suministrado a los usuarios. Una desviación presentada en el plan de inversión aprobado y lo ejecutado en marco del proyecto 13, la cual corresponde a la instalación de 0.3 km de conductor 1/0 ACSR que no estaba contemplado en lo planeado, debido al cambio de red que se encontraba en mal estado y se hacía necesario su reemplazo para garantizar el correcto funcionamiento del reconector a instalar.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 13 | \$ 6.108.900 | \$ 6.303.363 | 7925 |

Tabla 30. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 13.

Para el proyecto 15 se tenía como objetivo la reconfiguración de los circuitos C1L1 y C2L1, con lo que se pretendía trasladar carga urbana del C2L1 para el C1L1, convirtiendo así el circuito C2L1 en un circuito rural. Surge una desviación en la cantidad de postes y calibre de conductor que entró en operación, esto debido a la necesidad de mejorar la capacidad de la red y retirar postes y estructuras que se encontraban en mal estado, antes de poder realizar el traslado de carga de un circuito a otro, mejorando no solo lo mencionado anteriormente si no también la confiabilidad del suministro eléctrico.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 15 | \$ 118.785.000 | \$ 121.911.183 | 48816 |

Tabla 31. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 15.

El proyecto 16 tenía como objetivo la remodelación de redes de nivel 2, el cual presentó una modificación en cuanto a los circuitos y sectores que se tenían planeado intervenir, debido a la necesidad de mejorar la continuidad del suministro eléctrico al bombeo (servicio de acueducto del municipio de Cartago), siguiendo los lineamientos especificados en el plan de inversión aprobado en cuanto a categoría y nivel de tensión de los activos se presentó una desviación que en su mayor parte se debe a la instalación de más postes de los planeados con el fin de adecuar la infraestructura existente e instalación de una nueva para poder garantizar continuidad del servicio para los circuitos C2L1 y C1L1.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 16 | \$ 100.829.000 | \$ 101.540.568 | 21442 |

Tabla 32. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 16.

Para el proyecto 17 se realizó el cambio de transformadores e infraestructura eléctrica que se encontraba en mal estado y obsoleta, se realiza énfasis en el cambio de redes de baja tensión desnuda por trenzada. Se siguió el mismo criterio y lineamiento del plan de inversión aprobado para este proyecto, presentándose una desviación en la entrada de operación de postes, los cuales no estaban contemplados para este proyecto, pero debido al mal estado de la infraestructura en algunos sectores se priorizó el cambio de estos, ya que ponían en peligro la integridad de usuarios y la continuidad del servicio eléctrico, además otros que no cumplían distancias mínimas de seguridad. También se puede observar particularmente una desviación debida a una inversión \$ 46.134.160 en redes subterráneas mejorando no solo la estética de sectores emblemáticos de la ciudad sino también, la seguridad y confiabilidad para los usuarios beneficiados con estas redes.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 17 | \$ 102.708.200 | \$ 105.441.482 | 24573 |

Tabla 33. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 17.

El proyecto 18 enfatizó en la reposición y modernización de redes de nivel 1 y nivel 2. La desviación presentada de debe principalmente por la reconductorización del circuito C2L1, necesidad que surgió a partir de que este era el circuito que presentaba mayor incidencia

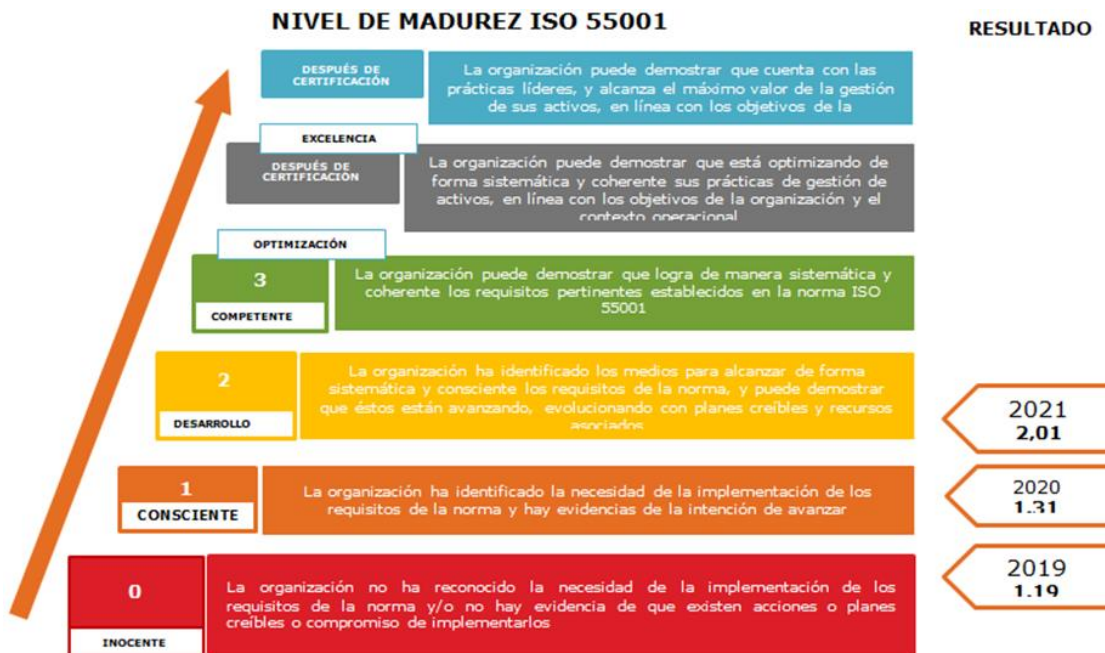
en los indicadores de calidad del servicio debido a la gran frecuencia de fallas presentadas; con la ejecución de este proyecto se llega a beneficiar a 9722 usuarios.

| Código del proyecto | Total aprobado | Total ejecutado | Usuarios beneficiados |
|---------------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 18 | \$ 819.918.700 | \$ 859.338.235 | 48648 |

Tabla 34. Dinero aprobado y ejecutado para el proyecto 18.

H. Gestión de activos

El proyecto para la implementación del sistema de Gestión de activos se está desarrollando para Pereira y Cartago desde dos perspectivas en paralelo; Para esto, se realiza la implementación de un Software EAM (Gestión de activos empresariales) y el desarrollo del Plan estratégico de Gestión de Activos conforme a los requerimientos de la norma ISO – 55001. Gracias a las acciones que la empresa de Energía de Pereira viene realizando, su nivel de madurez se ha movilizado hasta un valor de 2,01 en el 2021, luego de evolucionar desde un valor inicial de 1,19 en el 2019 y pasando por 1,31 en el 2020. Recordando que la meta a alcanzar es Nivel de Madurez – Competente (figura 12). (Diagnóstico realizado por la firma PMM).



Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014

Figura 13. Nivel de madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014.

Con el equipo conformado por personas de las áreas Técnica, Financiera, Tecnología y Gestión de Activos, se realizó el levantamiento de la información necesaria para alimentar las plantillas requeridas para el cargue al EAM tanto para Pereira como Cartago, generando sinergia en la recopilación de datos. Estableciendo estrategias para que al consolidar la información se cuente con las condiciones adecuadas para la realización de actividades propias de las áreas. Así mismo, se logra integrar con los distintos proveedores los sistemas que son necesarios para el correcto funcionamiento del modelo configurado de MAXIMO, donde se gestionan los activos durante su ciclo de vida (planeación, diseño, adquisición, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento, baja y disposición final) permitiendo equilibrar costo, riesgo y desempeño.