

Informe de ejecución del plan de inversión CHEC Actividad de Distribución Energía Eléctrica

30/03/2022 Versión 2.0



MACROPROCESO DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN DE INFRAESTRUCTURA TyD

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTADA
1.0	30/03/2021	Versión inicial		
2.0	30/03/2022	Actualización ejecución año 2021	Actualización de informe con ejecución 2021	Todo el documento

	ELABORÓ/MODIFICÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO:	Profesional	Profesional	Jefe de área
NOMBRE:	Mariana Jaramillo Calderón Cristian Cubillos Aristizábal	Luis Gabriel Narváez Campana	Mauricio Arango Cardona
FECHA:	30/03/2022	30/03/2022	30/03/2022

CHEC. Todos los derechos reservados. Se prohíbe la reproducción parcial o total de este documento sin la aprobación expresa de CHEC

TABLA DE CONTENIDO

a)	Resumen ejecutivo.....	5
b)	Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.	13
c)	Descripción del sistema operado.	13
d)	Resumen del plan de inversión aprobado.	21
e)	Avance en el cumplimiento de las metas.	29
f)	Desviaciones del plan de inversión.....	31
g)	Gestión de activos.....	35

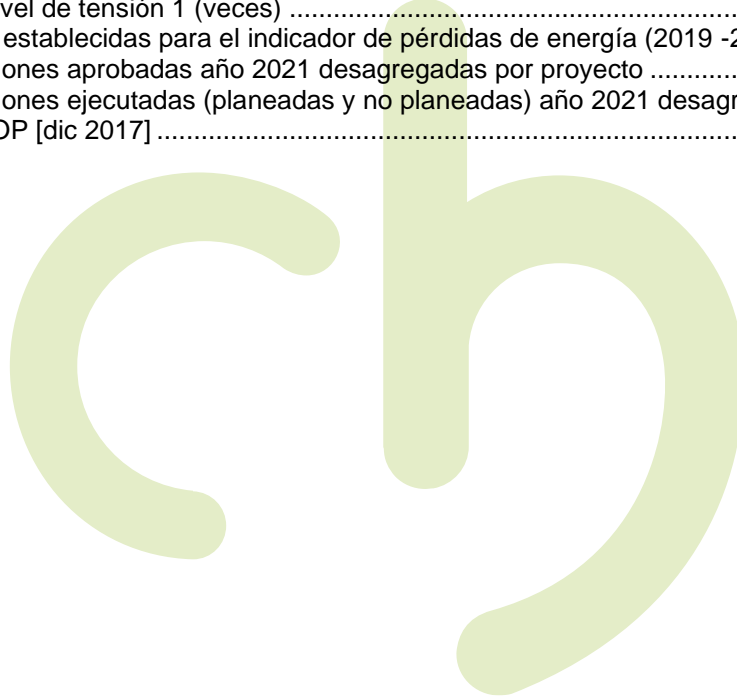


LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Discriminación de inversiones aprobadas por tipo de proyecto.....	7
Gráfico 2. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto	9
Gráfico 3. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.	15
Gráfico 4. Composición del mercado de comercialización CHEC.	16
Gráfico 5. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.	16
Gráfico 6. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2006-2020.....	17
Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2020 y 2021 (desagregación mensual)...	17
Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2021.....	19
Gráfico 9. Evolución solicitudes conexión AGPE.....	20
Gráfico 10. Estado solicitudes conexión generadores a gran escala.	21
Gráfico 11. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2021).	22
Gráfico 12. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.	24
Gráfico 13. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).	24
Gráfico 14. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2021)	25
Gráfico 15. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto.	25
Gráfico 16. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2021)	26
Gráfico 17. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.	27
Gráfico 18. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.....	28
Gráfico 19. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).....	30
Gráfico 20. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).	30
Gráfico 21. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.	31

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores reconocidos aprobados por tipo de inversión para el periodo tarifario 2019 - 2023.	8
Tabla 2. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión	8
Tabla 3. Inversiones aprobadas y ejecutadas año 2021 (planeadas y no planeadas) desagregadas por proyecto en MCOP	11
Tabla 4. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio	23
Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión	26
Tabla 6. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)	28
Tabla 7. DIUG nivel de tensión 1 (horas)	28
Tabla 8. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)	29
Tabla 9. FIUG nivel de tensión 1 (veces)	29
Tabla 10. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2023)	29
Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2021 desagregadas por proyecto	32
Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2021 desagregadas por proyecto en MCOP [dic 2017]	34



a) Resumen ejecutivo.

La Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta metodología busca que las empresas realicen una adecuada planeación y ejecución de las inversiones y gastos que conduzcan a mejorar la calidad en la prestación del servicio y la reducción de pérdidas de energía. Bajo esta metodología, anualmente se actualizan los ingresos de las empresas con base en las inversiones realizadas, los activos que salen de operación, las pérdidas de energía, la calidad del servicio, entre otras variables, del año anterior.

La Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC - en calidad de agente prestador del servicio de distribución de energía eléctrica, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el código E-2018-007872 del 3 de agosto de 2018, sometió a aprobación del regulador la solicitud de ingresos y cargos para el nuevo periodo tarifario, optando por la presentación de un plan de inversión con un horizonte de 5 años, para el periodo comprendido entre los años 2019 y 2023. Posteriormente, el 3 de julio de 2019, el regulador expidió la resolución CREG 077 de 2019, por medio de la cual aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P. También se expidió la resolución CREG 157 de 2019 la cual resuelve el recurso de reposición interpuesto CHEC a la resolución CREG 077 de 2019. A la fecha de corte del presente informe, CHEC ha enviado ajustes a la versión inicial de plan de inversión presentada al regulador en 2018, los cuales aún están pendientes de aprobación por parte de CREG.



Figura 1. Área de cobertura atendida por el OR CHEC.

CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas y Risaralda¹ (sin incluir el municipio de Pereira), cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.383 km² del territorio nacional. La cobertura geográfica del mercado de comercialización atendido por CHEC se presenta en la Figura 1.

La infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por CHEC, está conformada por 63 subestaciones, 23.828 km de red, 2.784 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.733 transformadores de distribución.

El plan de inversión del Operador de Red CHEC presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, incluyó proyectos de inversión en activos de uso del sistema de distribución de energía eléctrica, incorporando requerimientos asociados a las necesidades de expansión, repotenciación y reposición de infraestructura, así como para el mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de pérdidas de energía, la incorporación de nuevas tecnologías, la gestión de activos y la expansión de cobertura. Geográficamente, las inversiones del plan se distribuyen en 42 municipios pertenecientes al área de cobertura del Operador de Red CHEC, proponiendo intervenir un total de 49.072 unidades constructivas de uso del sistema eléctrico, para el periodo comprendido entre los años 2019 – 2023.

Los objetivos del plan de inversión corresponden a:

1. Atender el crecimiento de la demanda dando cumplimiento a los requerimientos técnicos y operativos que satisfacen la prestación segura y confiable del suministro.
2. Reemplazar activos que, por su estado, nivel de riesgo, obsolescencia y antigüedad, ponen en riesgo la prestación segura y confiable del suministro.
3. Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, aportando al cumplimiento de las metas y atendiendo los requisitos de inversión del esquema de calidad del servicio.
4. Mejorar la gestión de pérdidas de energía, aportando al sostenimiento de los índices de pérdidas.

De acuerdo con el marco regulatorio, los tipos de proyectos incluidos en el plan de inversión del Operador de Red corresponden a:

¹ 2 departamentos, 40 municipios, 63 corregimientos y 22 comunidades étnicas.

- a. Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- b. Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- c. Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- d. Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

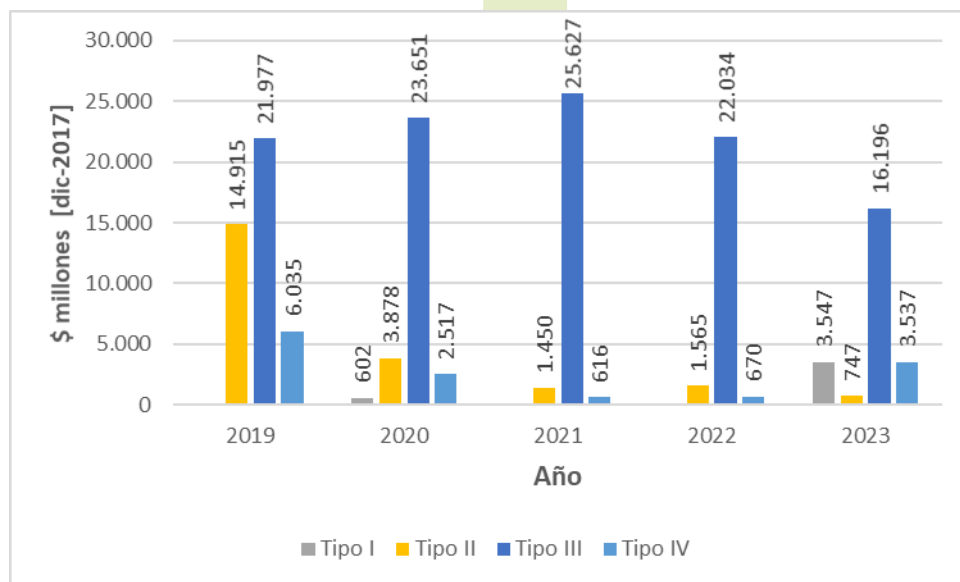


Gráfico 1. Discriminación de inversiones aprobadas por tipo de proyecto.

El valor total del plan de inversión aprobado por el regulador a CHEC para el periodo de 5 años comprendido entre 2019 y 2023 fue de \$149.564.134.214². El Gráfico 1 presenta la discriminación de los valores anuales aprobados por tipo de proyecto.

Las metas establecidas por el Operador de Red CHEC en el plan de inversión de infraestructura de distribución de energía eléctrica 2019 - 2023, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas³ presentados en la

² Valores reconocidos de unidades constructivas a precios de diciembre de 2017.

³ Valores en millones de pesos de diciembre de 2017.

Tabla 1 y discriminados por tipo de inversión:

TIPO INVERSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023
Expansión	14.915	3.878	1.450	1.565	747
Reposición	21.977	24.253	25.627	22.034	19.743
Calidad servicio	4.411	235	0	1	2.602
Mantenimiento pérdidas	483	215	184	153	123
Nuevas tecnologías	1.141	2.067	432	516	813
Total	42.927	30.648	27.693	24.269	24.027

Tabla 1. Valores reconocidos aprobados por tipo de inversión para el periodo tarifario 2019 - 2023.

La **Tabla 2** permite comparar los valores aprobados y ejecutados para el segundo año del plan de inversión, desagregando por nivel de tensión los porcentajes de ejecución y el porcentaje correspondiente a la variable CRR (Costo de Reposición de Referencia del Operador de Red CHEC al inicio del periodo tarifario).

NIVEL TENSIÓN	2021 Aprobado	2021 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	6.890	4.787	69%	1.43%
NT 3	2.448	7.442	304%	2.90%
NT 2	7.128	14.065	197%	2.27%
NT 1	11.226	17.782	158%	6.12%
Total	27.692	44.076	159%	2.93%

Tabla 2. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2021)

A nivel agregado se observa que, para el Operador de Red CHEC, el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2021 fue del 159%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,93% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, sin superar el 8% en ninguno de los niveles de tensión del sistema.

Para el tercer año del plan de inversión, se observa que un 92% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 5% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema. El Gráfico 2 discrimina los porcentajes de inversión aprobada para todos los tipos de proyectos incluidos en el plan, permitiendo identificar además, la participación de inversiones orientadas al mantenimiento de las pérdidas de energía y el desarrollo de nuevas tecnologías.

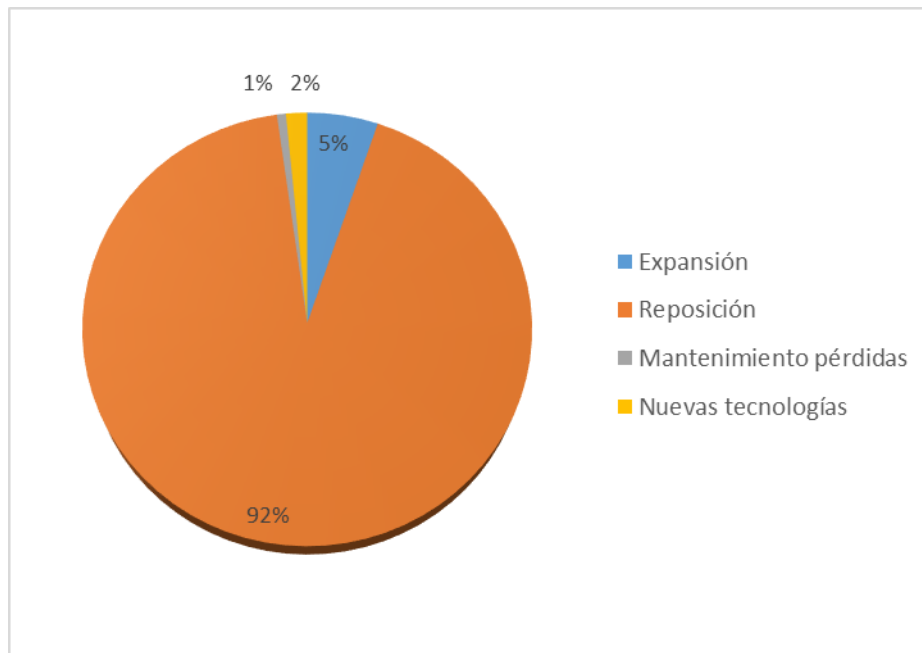


Gráfico 2. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2021)

Con relación a la calidad del servicio, el esquema regulatorio establece que la calidad media anual del Operador de Red, se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local y que el desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores, SAIDI_M y SAIFI_M, según lo establecido en el numeral 5.2.3.2.1 de la norma. Para el año 2021, CHEC logró alcanzar las metas regulatorias establecidas para los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI; el *Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIDI) acumulado a diciembre fue de 24,32 horas y el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIFI) acumulado a diciembre fue de 19,94 veces.

Para el caso de las pérdidas de energía, CHEC obtuvo para el año 2021 una reducción acumulada de 26,6 GWh, un indicador de pérdidas del operador de red de 7,97%, superando la meta establecida (8,47%), en un 0,5%.

El contenido del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018, establece en el capítulo 6, los criterios generales para la formulación y presentación del plan de inversión, entre los cuales el regulador define que el Operador de Red debe incluir en el plan de inversión, los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos, acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco (5) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución descrita. Así mismo, el numeral 6.3.3.4 reitera el criterio anterior y establece que, en la implementación del sistema de gestión de activos, durante el

primer año, el Operador de Red debe realizar un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo para los próximos 4 años para obtener la certificación.

Para dar cumplimiento a lo solicitado en el numeral 6.3.3.4 del capítulo 6 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018, el Operador de Red CHEC adjunta al presente informe el documento *“Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC”*, por medio del cual presenta el informe de avance en el plan de cierre de brechas para la implementación del sistema de gestión de activos en el negocio de Transmisión y Distribución de CHEC para el año 2021 con corte a 31 de diciembre, buscando aportar a la mejora continua del negocio, apalancando de esta manera los objetivos estratégicos de la organización y el propósito del grupo empresarial.

El contenido del informe se establece para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios aplicables, a partir de los siguientes componentes:

- Línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico.
- Síntesis del plan de trabajo.
- Avances en su ejecución y cierre de brechas
- Inversiones realizadas.

En el análisis de la información de aprobación suministrada por el regulador, se identificaron por parte de CHEC algunos errores en el reporte de información, que tuvieron como consecuencia un valor menor aprobado al esperado:

- a) En el reporte de las unidades constructivas de la categoría 7, (km de conductores), se omitió diligenciar la columna “número de conductores”. Lo anterior, tuvo como consecuencia que los valores aprobados no incluyeron la instalación de ninguna de las unidades constructivas relacionadas.
- b) Adicionalmente en las unidades constructivas de nivel de tensión 1, también se identificaron errores en el reporte de cantidades que generaron un menor valor de aprobación al que se tenía previsto.

Tal como se puede observar en los valores discriminados en la **Tabla 3**, en la dinámica natural de la ejecución de las inversiones, surgen situaciones que derivaron la modificación de las unidades constructivas a instalar en el sistema, teniendo en cuenta la incertidumbre que introduce la planeación de corto plazo que evidencia la dinámica propia de la actividad de distribución de energía eléctrica, además de las novedades resultantes de los replanteos y diseños detallados de los proyectos.

Código Proyecto	Descripción	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Total general
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	\$ 1,449.78	\$ 7.65	\$ 9,170.19	\$ 9,177.84
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red - REPOSICION LINEAS 33 kV	\$ 16,229.74	\$ 2,450.99	\$ 9,247.58	\$ 11,698.58
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	\$ 3,414.17	\$ 2,521.39	\$ 2,641.00	\$ 5,162.39
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	\$ 2,900.79	\$ 118.00	\$ 3,637.26	\$ 3,755.26
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,883.18	\$ 2,883.18
PEI0335TYDTO	Consolidación tecnológica centros de control grupo EPM	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,134.84	\$ 2,134.84
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	\$ 1,810.24	\$ 759.17	\$ 1,260.48	\$ 2,019.65
PEI0733TYDCE	Modernización y reposición de la subestación La Virginia 33/13.2 kV	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,962.67	\$ 2,962.67
PEI1059TYDCE	Normalización subestaciones Belalcazar y Viterbo 33 kV	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 3,177.07	\$ 3,177.07
PGA	Inversión en gestión de activos	\$ 432.17	\$ 0.00	\$ 922.33	\$ 922.33
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 182.71	\$ 182.71
PEI0827TYDCE	Normalización subestación Purnio 115 kV	\$ 1,455.76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total		\$ 27,692.65	\$ 5,857.20	\$ 38,219.33	\$ 44,076.53

Tabla 3. Inversiones aprobadas y ejecutadas año 2021 (planeadas y no planeadas) desagregadas por proyecto en MCOP.

Las principales modificaciones que se presentan están asociadas con: la reubicación o adelanto de los equipos a instalar para el cumplimiento de los objetivos previstos, la instalación de equipos con especificaciones técnicas más apropiadas a la necesidad del sistema, actualizaciones de las criticidades de los activos, cambios en las necesidades de expansión de la red o la compra de bien futuro de acuerdo con las solicitudes de conexión de clientes, fallas de los equipos o aumento en la demanda no previstos en la planeación. También se viene realizando la actualización de las hojas de vida de los activos y equipos de la red, lo que llevó a la priorización diferente de algunos equipos a instalar por obsolescencia tecnológica.

Otra razón por la que se encuentran desviaciones en la ejecución de los proyectos está asociada a la forma de reporte de la información. En el momento de presentar el plan de inversión para su aprobación, se asumieron criterios a juicio de experto para la asignación de fracciones de costos que posteriormente presentaron variaciones considerables frente a los valores desagregados dispuestos por la CREG.

Finalmente, se evidencian desviaciones considerables también en la ejecución de unidades constructivas no planeadas, ya que se realizan inversiones que fueron reportadas en agosto de 2020 en los ajustes al plan de inversión regulatorio presentados a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, los cuales no se habían identificado en la versión del plan aprobada actualmente.

b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.

CHEC reconoce que como empresa prestadora del servicio de energía y en el marco de su modelo de responsabilidad social, la prestación de dicho servicio en condiciones de accesibilidad, asequibilidad, seguridad y calidad, incide de manera directa en la vida cotidiana de las personas que habitan en los 42 municipios de Caldas y Risaralda que hacen parte de su área de influencia; pues el servicio de energía se convierte en un insumo fundamental para generar bienestar, calidad de vida y sustentabilidad ambiental.

Los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica perciben en el corto y mediano plazo, beneficios derivados de la ejecución de las inversiones por parte del Operador de Red, entre los cuales se destacan:

- Aumento de las condiciones de seguridad operativa del sistema eléctrico.
- Mejoramiento de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica.
- Fortalecimiento de las condiciones de redundancia y confiabilidad del sistema.
- Disminución de los niveles de pérdidas de energía eléctrica.
- Aumento de la eficiencia económica.

c) Descripción del sistema operado.



Figura 2. Área de cobertura atendida por el OR CHEC.

CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas y Risaralda⁴ (sin incluir el municipio de Pereira), cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.383 km² del territorio nacional. La cobertura geográfica del mercado de comercialización atendido por CHEC se presenta en la Figura 1.

La infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por CHEC, está conformada por 63 subestaciones, 23.828 km de red, 2.784 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.733 transformadores de distribución.

Tal como lo presenta el

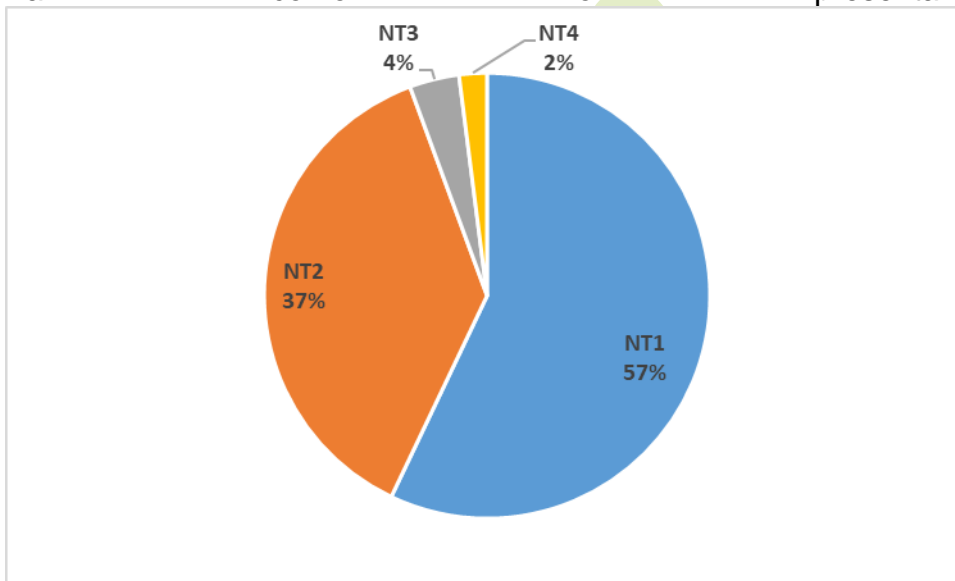


Gráfico 3, las redes eléctricas de nivel de tensión 1 (57%) y nivel de tensión 2 (37%) representan el 94% del total de las redes operadas por CHEC, mientras que el 6% restante se distribuye entre el nivel de tensión 3 (4%) y el nivel de tensión 4 (2%).

⁴ 2 departamentos, 40 municipios, 63 corregimientos y 22 comunidades étnicas.

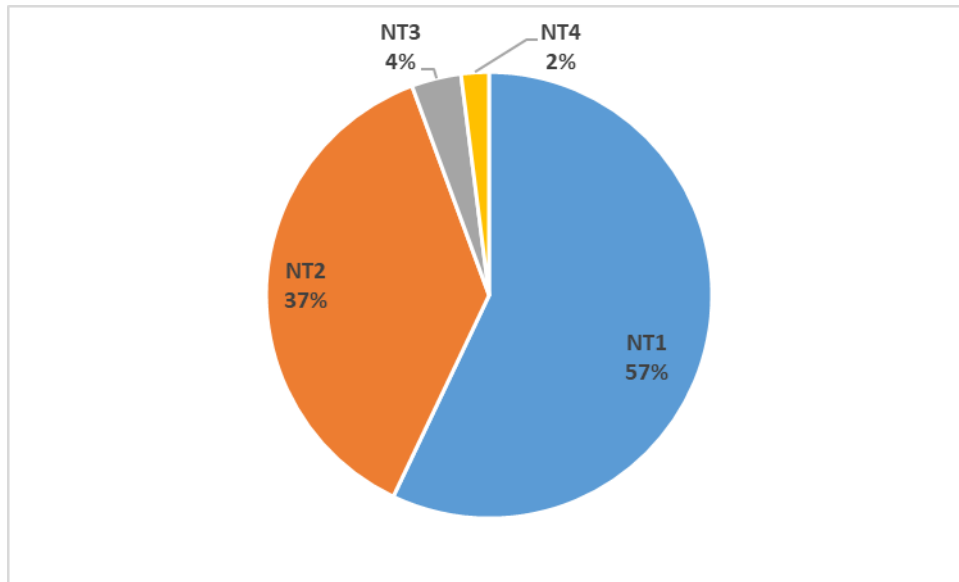


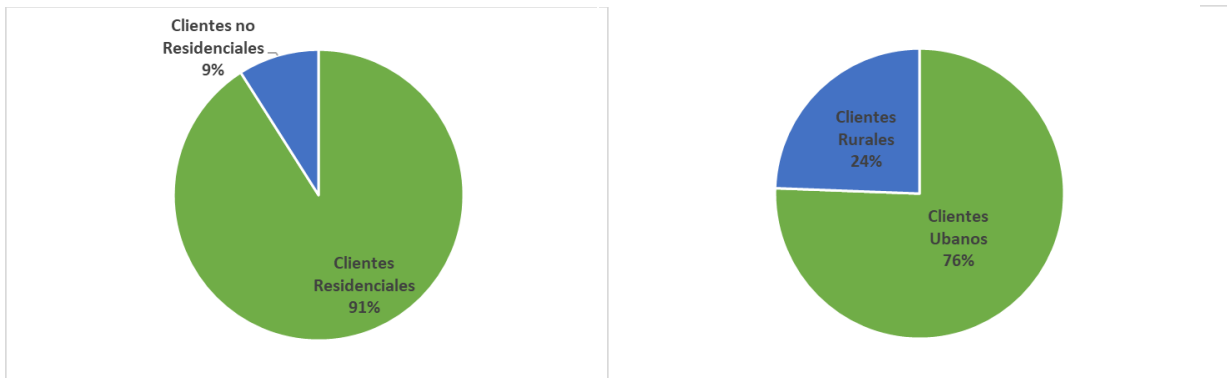
Gráfico 3. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.

Con corte a diciembre de 2021, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 525.420 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en el Gráfico 4.



Gráfico 4. Composición del mercado de comercialización CHEC.

al como puede apreciarse en el **Gráfico 5**, el 91% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 9% restante, pertenecen al sector no residencial (oficial, comercial, empresarial, otros). Así mismo, la composición urbano y rural del mercado de comercialización, se representa en una relación porcentual 76%/24%5 respectivamente:

**Gráfico 5.** Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda de energía en el Mercado de Comercialización CHEC (**Operador de Red**) en el año 2021 presentó un crecimiento respecto al año anterior en un +7.6% (+119 GWh-año) pasando de 1566 GWh-año a 1685 GWh-año. El mes con mayor crecimiento en comparación al mismo mes de 2020 fue abril con un +28.6% (+7 GWh-año), lo anterior debido a la recuperación económica luego de la pandemia del COVID-19 y a que abril de 2020 fue el mes con mayor afectación por la crisis sanitaria.

En la siguiente imagen se ilustra la demanda mensual del OR CHEC en los últimos seis (6) años, se evidencia el crecimiento en el año 2021 (línea morada) respecto al año 2020 (línea roja).

Demanda mensualizada anual – OR CHEC (GWh-año)

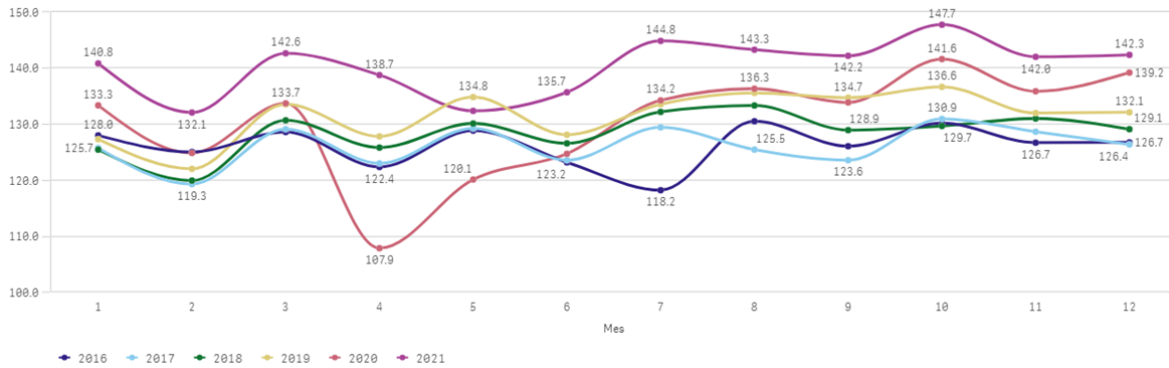


Gráfico 6. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2006-2020.

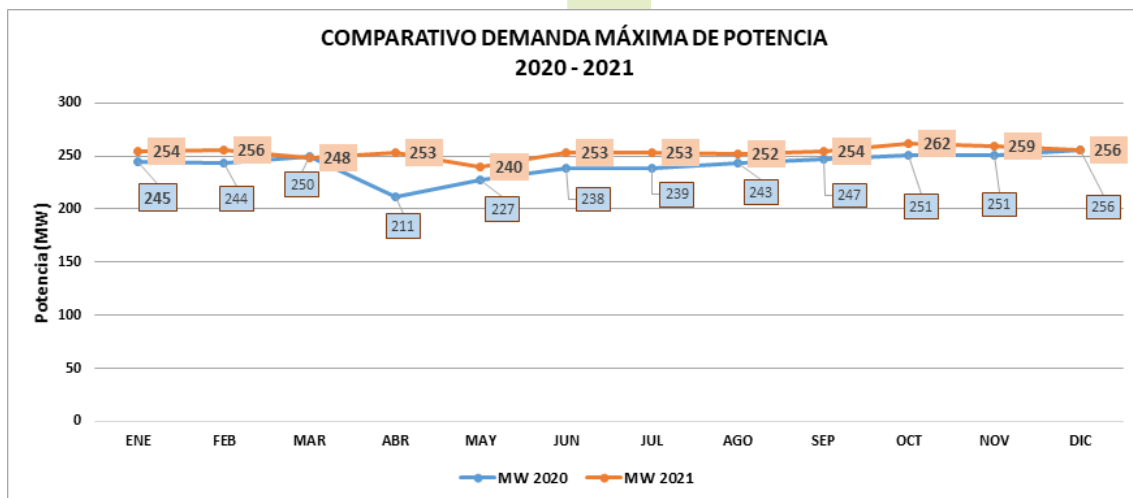


Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2020 y 2021 (desagregación mensual).

Con relación a la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico operado por CHEC, en el

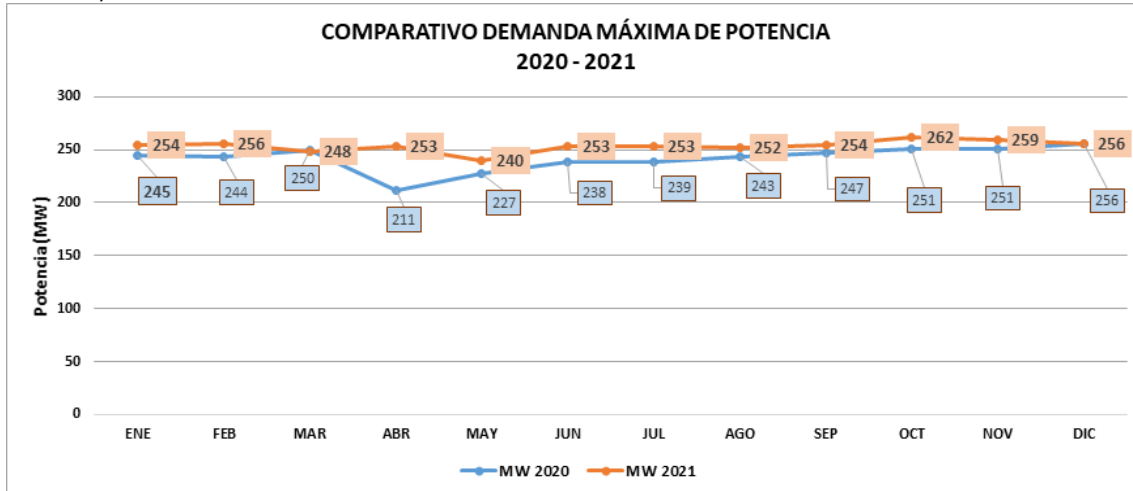


Gráfico 7 se presenta la desagregación mensual de las series 2020 y 2021, permitiendo identificar como se normaliza un poco el comportamiento en los meses de abril y mayo de 2021, respecto a los mismos meses del 2020 que se vieron fuertemente afectados por efectos del confinamiento y la crisis económica derivada de la pandemia. No obstante, el comportamiento de la demanda máxima en los demás meses, también estuvieron por encima de los valores 2020, cerrando el año con una potencia máxima en diciembre igual a la del año anterior.

Con relación a la calidad del servicio, el esquema regulatorio establece que la calidad media anual del Operador de Red, se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local y que el desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores, SAIDI_M y SAIFI_M, según en lo establecido en el numeral 5.2.3.2.1 de la norma.





Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2021.

Tal como puede apreciarse en el **Gráfico 8**, la tendencia de los indicadores durante el año 2021 está en aumento (deterioro) respecto a los indicadores obtenidos en el año 2020. Se presenta un incremento del 27.87 % del indicador SAIDI acumulado respecto al obtenido al 31 de diciembre del 2020 y en el indicador SAIFI un incremento del 18.23% respecto al mismo mes.

En el periodo 2020 se suspendieron muchas de las actividades que se tenían programadas producto de la pandemia, mientras que para 2021 se adecuaron los procedimientos, procesos y equipos de trabajo para ejecutar las actividades que se tenían represadas.

Según la Res. CREG 097 de 2008, todo usuario tiene derecho a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, Regional y/o Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

En el año 2021 se recibieron 164 solicitudes para conexión de AGPE, de éstas solicitudes se aprobaron 115 y 49 de ellas no cumplieron con los requisitos exigidos regulatoriamente.



Gráfico 9. Evolución solicitudes conexión AGPE.

Al 31 de diciembre de 2021 se tienen conectados 153 AGPE al sistema CHEC con una potencia de 3.277 kW, de los cuales 148 están entregando excedentes a la red.

Así mismo, de acuerdo con el derecho establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, y debido al auge de la generación con base en energías renovables, las solicitudes de información para conexión de proyectos de generación y su gestión se venían incrementando hasta junio de 2021, mes en el cual la CREG expide la resolución 075 de 2021 mediante la que se cambia el procedimiento de conexión de generadores, entre otros aspectos.

La nueva resolución establece a partir su vigencia que el procedimiento de conexión debe realizarse ante la UPME a través de una ventanilla única y no ante los operadores de red como hasta la fecha se venía realizando, también establece una etapa transitoria para los proyectos que ya venían siendo tramitados ante el operador.

Es así como a junio de 2021, se alcanzaron a atender aproximadamente 21 solicitudes para el trámite de conexión de igual número de proyectos de generación hidráulica y solar. Los demás, realizaron el proceso de solicitud de acuerdo con los cambios establecidos por la resolución CREG 075 de 2021.

En relación con lo anterior, CHEC remitió siete (7) proyectos con aprobación de la conexión, de los cuales uno de ellos corresponde a la conexión del usuario Caldas Gold a las redes del STR de CHEC.

De acuerdo con la resolución CREG 075 de 2021, CHEC dio traslado de seis (6) proyectos a la UPME para que sea esta entidad quién finalice los análisis y expida el concepto respectivo así:

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto Conexión	Fecha Puesta en Operación (FPO)	Observación
Siata	Generador	Solar	19.9	Subestación Dorada	dic/2024	No Aprobado UPME
La Estrella	Generador	Solar	60	Subestación Victoria	dic/2024	No Aprobado UPME

PCH Salamina	Generador	Hidráulica	19.9	Nueva subestación Salamina 115 Kv	dic/2026	No Aprobado UPME
Chinchiná	Generador	Solar	19.9	Subestación Chinchiná	dic/2024	Aprobado UPME
Caldas Solar 1	Generador	Solar	19.9	Viterbo	2024-2025	Aprobado CHEC y envió a UPME
Caldas Solar2	Generador	Solar	19.9	Viterbo	2024-2025	Aprobado CHEC y envió a UPME
Caldas Gold	Usuario	NA	40	Irra	jul-2024	Aprobado UPME
PCH Quinchía	Generador	Hidráulica	2.4	Subestación Quinchía	jun/2023	Traslado a UPME para aprobación
Juntas	Generador	Solar	9.9	Subestación Irra	jul/1905	No Aprobado
La Paloma	Generador	Solar	40	Subestación Ínsula	dic/2025	Aprobado UPME
Nuevo Puente	Generador	Hidráulica	15	Subestación Florencia	jul/1905	Traslado a UPME para aprobación
Dalia	Generador	Solar	9.9	Subestación Dorada	dic/2022	No Aprobado UPME
Camelia	Generador	Solar	9.9	Subestación Dorada	dic/2022	No Aprobado UPME

Gráfico 10. Estado solicitudes conexión generadores a gran escala.

Se realizan gestiones solicitadas por los proyectos de conexión de generación que ya habían sido aprobados en años anteriores como los proyectos Pacora I, Pacora II, Rio Hondo, La Florida, Hidro Arquía, El Bosque, Montebonito y Tepuy; dentro de los cuales se destaca el proyecto Tepuy del grupo EPM con una capacidad de 83 MW con tecnología de generación solar fotovoltaica en el cual CHEC ha participado en la adecuación de los activos de uso y de conexión requeridos para la conexión a la subestación Purnio 115 Kv.

Se observa que el listado de los proyectos de generación indicados anteriormente puede ser objeto de cambio en la medida que los proyectos atiendan los diferentes requerimientos de la resolución CREG 075 de 2021.

d) Resumen del plan de inversión aprobado.

A través de la resolución CREG 077 de 2019⁵, modificada por la resolución CREG 157 del 2019, el regulador aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica en el mercado de comercialización atendido por CHEC.

El valor total del plan de inversión aprobado por la CREG fue de \$149.564.134.214⁶ para el periodo de 5 años comprendido entre 2019 y 2023. El **Gráfico 11** discrimina los porcentajes de inversión del año 2021, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

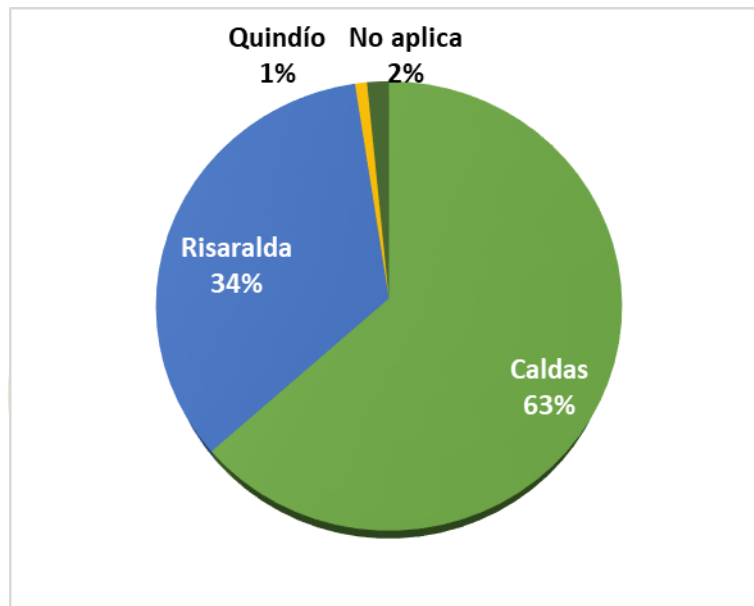


Gráfico 11. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2021).

La **Tabla 4** presenta la desagregación anual de los valores aprobados del plan de inversión para cada uno de los municipios que conforman el área de cobertura del sistema eléctrico operado por CHEC.

MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023
Aguadas	326	199	414	157	680
Anserma	1.763	1.033	632	1.950	207
Aranzazu	142	62	303	626	332
Belalcázar	333	354	492	99	119
Chinchiná	10.172	977	923	3.668	1.263

⁵ Modificada por la resolución CREG 157 de 2019

⁶ Valores reconocidos de unidades constructivas de diciembre de 2017.

MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023
Filadelfia	137	316	150	967	107
La Dorada	1.680	1.009	2.588	188	195
La Merced	181	86	9	9	199
Manizales	5.470	7.580	2.239	1.658	1.474
Manzanares	2.590	80	381	295	4.001
Marmato	226	38	45	92	2.429
Marquetalia	216	1.442	353	1.030	307
Marulanda	510	133	9	9	94
Neira	509	680	1.572	139	345
Norcasia	217	71	272	12	363
Pácora	216	1.155	393	105	113
Palestina	185	41	722	453	371
Pensilvania	406	485	613	65	383
Riosucio	2.386	195	1.152	980	133
Risaralda	295	284	618	301	112
Salamina	272	1.485	272	169	340
Samaná	906	903	799	502	572
San José	67	160	276	95	462
Supía	661	343	328	415	133
Victoria	407	86	831	51	388
Villamaría	923	197	312	391	172
Viterbo	331	431	855	50	1.458
Apía	1.368	888	613	293	2.190
Balboa	549	660	763	26	316
Belén de Umbría	282	733	479	271	386
Dosquebradas	1.820	1.464	2.069	2.446	1.013
Guática	883	122	96	497	51
La Celia	90	605	46	1.199	174
La Virginia	496	1.982	178	218	59
Marsella	335	42	74	486	236
Mistrató	348	1.333	410	115	206
Pereira				145	
Pueblo Rico	324	101	183	141	147
Quinchía	407	501	3.123	966	126
Santa Rosa de Cabal	432	545	148	1.687	557
Santuario	277	387	1.288	788	344
Armenia	3.620		237		657
No Aplica	168	1.459	432	516	813
Total	42.927	30.648	27.693	24.269	24.027

Tabla 4. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio
[\$ millones - dic 2017]

Se aclara que el municipio catalogado como “No Aplica” se asignó a la unidad constructiva especial que reconoce las inversiones requeridas para la implementación del Sistema de Gestión de Activos.

A continuación, se presenta la discriminación de los valores aprobados del plan de inversión, para las siguientes clasificaciones: tipo de inversión (Gráfico 12), nivel de tensión (Gráfico 13) y categoría de activos (Gráfico 14).

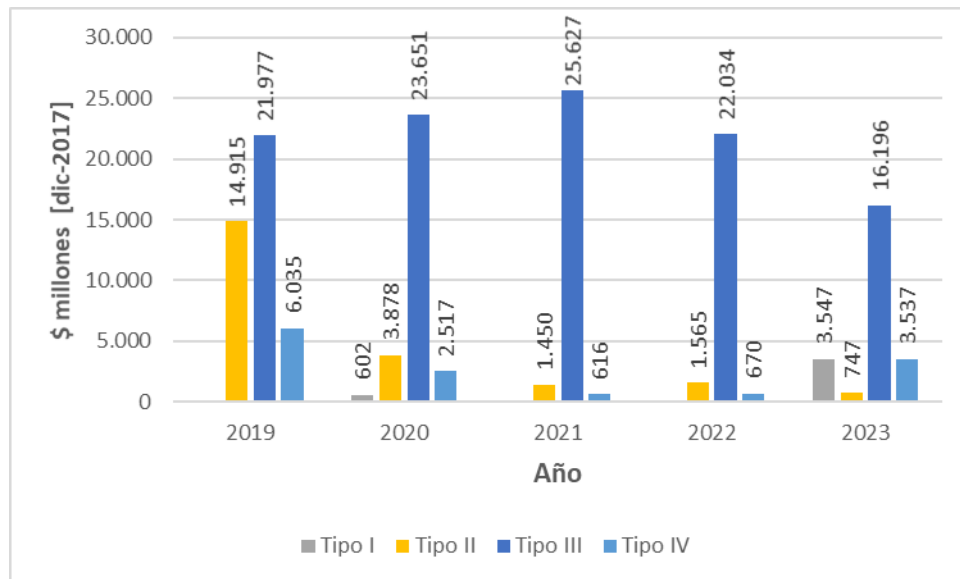


Gráfico 12. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.



Gráfico 13. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).

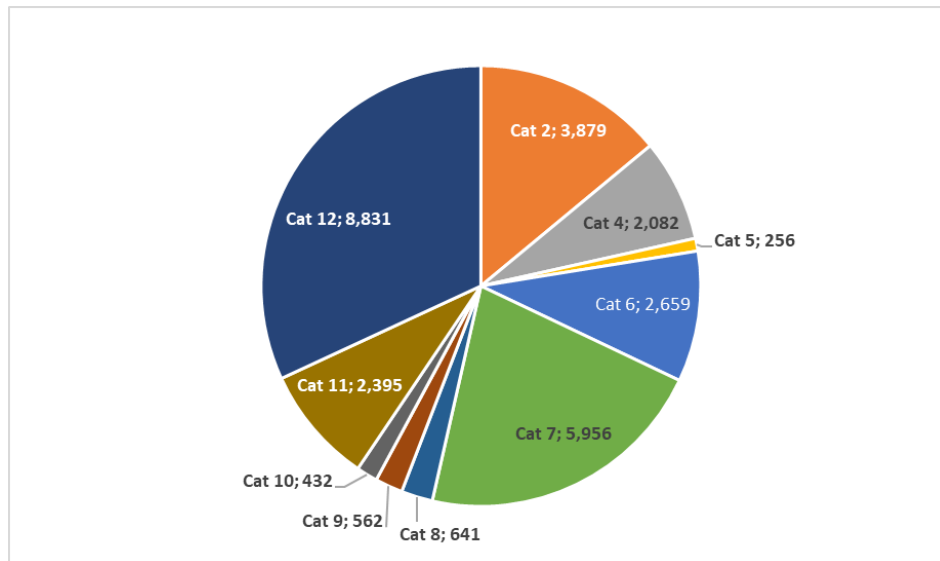


Gráfico 14. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2021)

El Gráfico 15 discrimina los porcentajes de inversión aprobada para todos los tipos de proyectos incluidos en el plan, permitiendo identificar la participación de inversiones orientadas al mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de las pérdidas de energía y el desarrollo de nuevas tecnologías.

Es posible observar, para el tercer año del plan de inversión, que un 92% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 5% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.

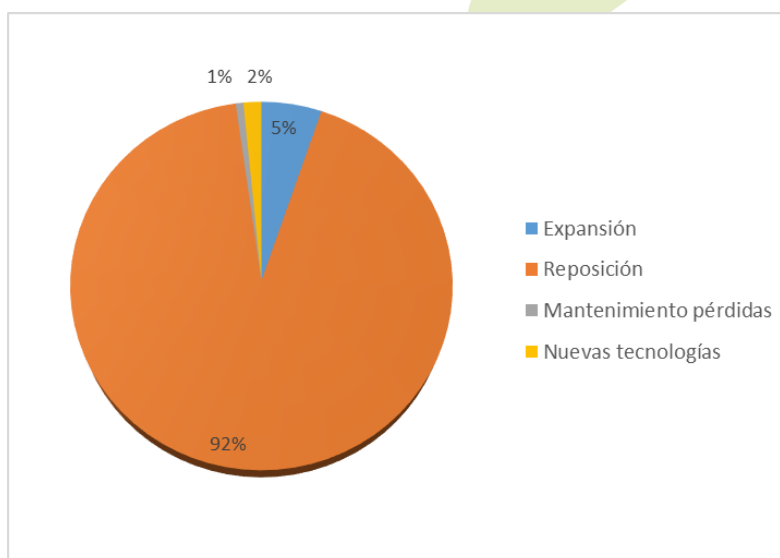


Gráfico 15. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto.

(año 2021)

La **Tabla 5** permite comparar los valores aprobados y ejecutados para el primer año del plan de inversión, desagregando por nivel de tensión los porcentajes de ejecución y el porcentaje correspondiente a la variable CRR (Costo de Reposición de Referencia del Operador de Red CHEC al inicio del periodo tarifario).

NIVEL TENSIÓN	2021 Aprobado	2021 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	6.890	4.787	69%	1.43%
NT 3	2.448	7.442	304%	2.90%
NT 2	7.128	14.065	197%	2.27%
NT 1	11.226	17.782	158%	6.12%
Total	27.692	44.076	159%	2.93%

Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2021)

A nivel agregado se observa que, para el Operador de Red CHEC, el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2021 fue del 159%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,93% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, sin superar el 8% en ninguno de los niveles de tensión del sistema.

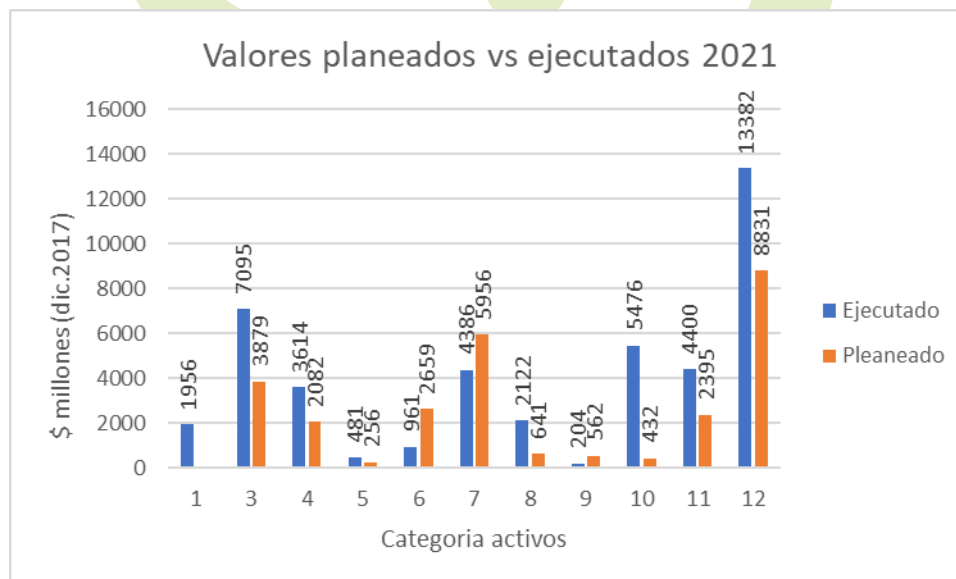


Gráfico 16. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2021)

Con relación a las categorías de activos establecidas por el regulador, el Gráfico 16 permite identificar que las categorías 1, 3, 7, 10, 11 y 12 (transformadores de

potencia, bahías y celdas, líneas aéreas, centros de control, transformadores de distribución y redes de distribución respectivamente), representan el 83% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2021. El restante 17%, se distribuye especialmente entre las categorías 4 y 6 (Equipos control y comunicaciones y equipos de subestación respectivamente).

Las metas propuestas para los 5 años del periodo regulatorio 2019 - 2023 para la calidad media del sistema, se presentan en el **Gráfico 17** para el indicador SAIDI y en el **Gráfico 18** para el indicador SAIFI, que representan respectivamente, la duración y la frecuencia de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes operadas por CHEC.

Los indicadores utilizados para la medición de la calidad individual del servicio, permiten identificar los niveles mínimos de calidad que debe garantizar el Operador de Red CHEC a los usuarios conectados a las redes de su sistema. Respectivamente, los indicadores DIU y FIU representan la duración total y cantidad total de los eventos que percibe cada usuario en un periodo de un año.

Para la aplicación del esquema de compensaciones, se establecen indicadores de calidad mínima garantizada, que representan una cantidad máxima anual de horas interrumpidas (DIUG), y de veces en las que ocurren eventos (FIUG), que les corresponde a los Operadores de Red garantizar a los usuarios. Estos indicadores se mantienen fijos para todo el período tarifario.

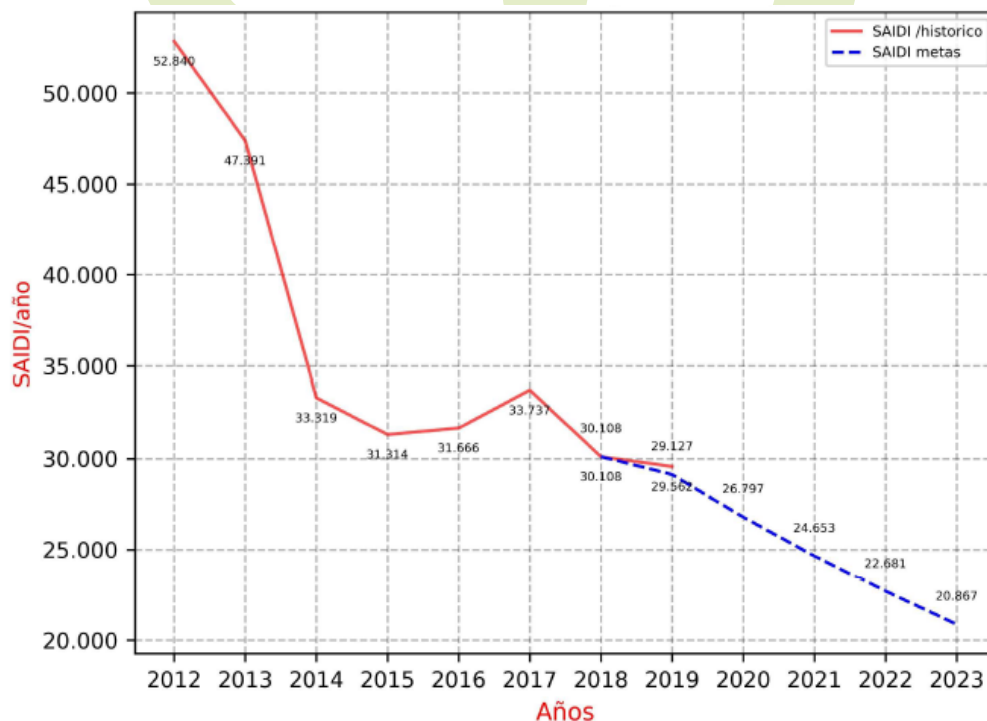


Gráfico 17. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.

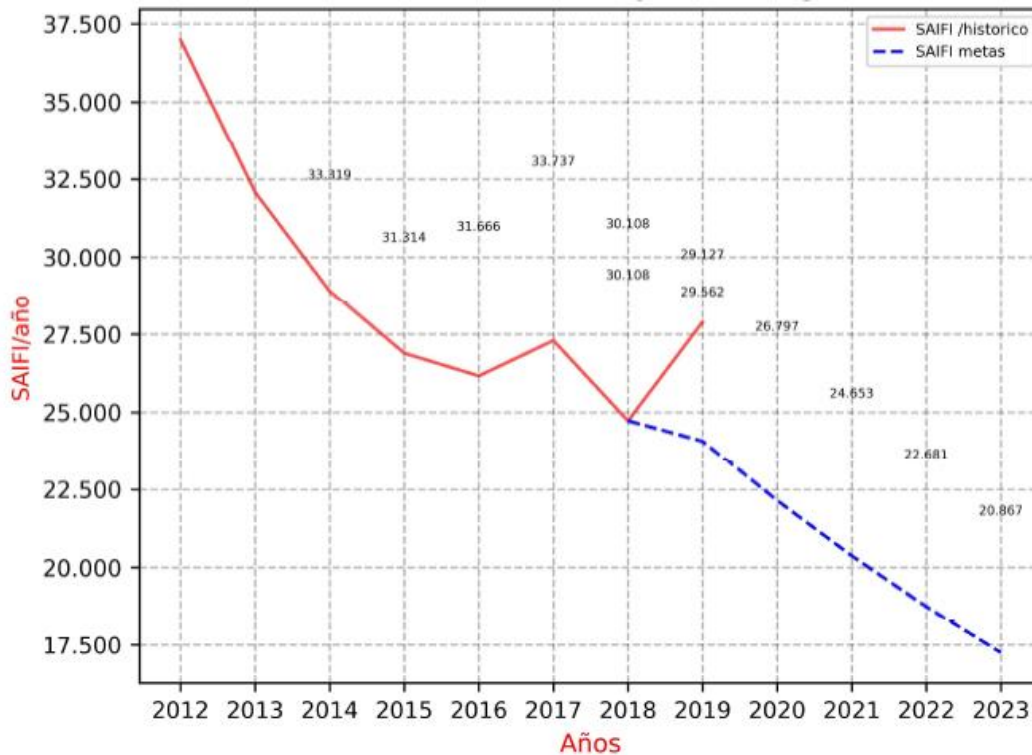


Gráfico 18. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

La **Tabla 6** presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	93,45	-
Riesgo 2	14,16	17,99	66,24
Riesgo 3	20,11	14,37	46,54

Tabla 6. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)

La **Tabla 7** presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en el nivel de tensión 1.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	93,45	-
Riesgo 2	14,16	17,99	66,24
Riesgo 3	20,11	14,37	46,54

Tabla 7. DIUG nivel de tensión 1 (horas)

La **Tabla 8** presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	34	-
Riesgo 2	16	31	53
Riesgo 3	24	25	32

Tabla 8. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)

La **Tabla 9** presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en el nivel de tensión 1.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	37	44
Riesgo 2	17	47	71
Riesgo 3	23	32	93

Tabla 9. FIUG nivel de tensión 1 (veces)

En el caso de las pérdidas de energía eléctrica, la **Tabla 10** discrimina los porcentajes establecidos como meta para uno de los años del periodo tarifario 2019 – 2023.

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023
Pérdidas de energía	8,59%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%

Tabla 10. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2023)

Con relación a las inversiones, las metas establecidas por el Operador de Red CHEC en el plan de inversión de infraestructura de distribución de energía eléctrica 2019 - 2023, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas descritos a lo largo del presente apartado.

e) Avance en el cumplimiento de las metas.

Con relación a la ejecución de inversiones, tal como se indicó en el literal d) (ver **Tabla 5**), el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2021 fue del 159%. Tomando como referencia el valor total aprobado del plan de inversiones 2019-2023, se observa que el porcentaje de ejecución del plan quinquenal es del orden del 98.4%.

En el marco del esquema de calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local, y específicamente para la calidad media del sistema, el indicador SAIDI acumulado a diciembre de 2021 fue de 24,114 horas y el SAIFI acumulado a

diciembre fue de 19,796 veces. Respecto a la calidad individual, el valor de compensación al final del año 2020 pagado por CHEC fue de \$1,028 millones aproximadamente.

El resumen del estado de avance en el cumplimiento de las metas de calidad del servicio puede apreciarse en el **Gráfico 19** para el indicador SAIDI y en el **Gráfico 20** para el indicador SAIFI.

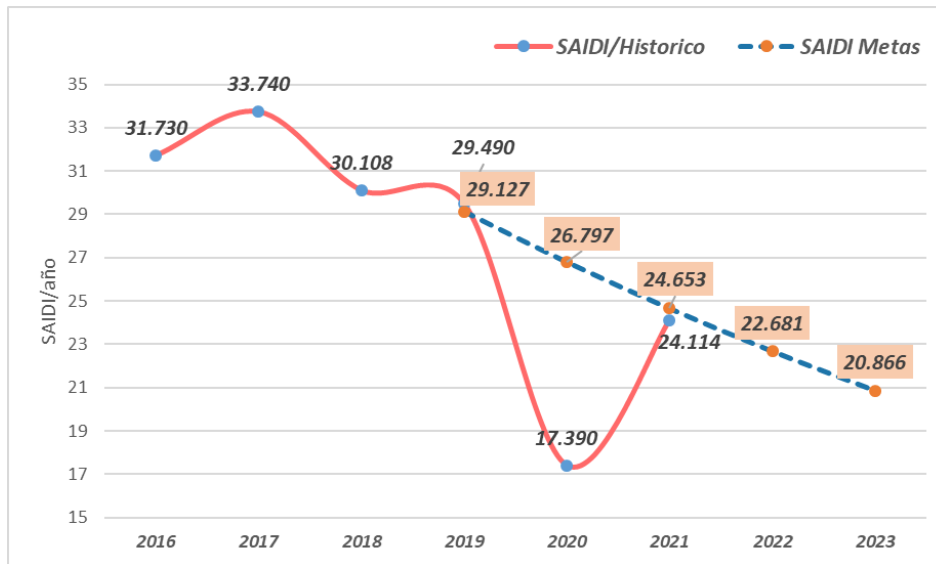


Gráfico 19. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).

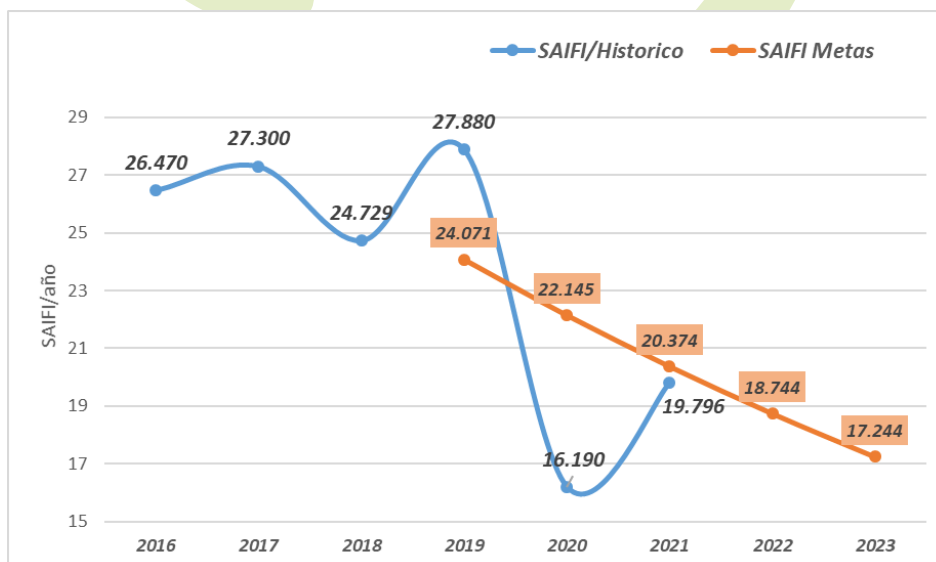


Gráfico 20. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).

Para el caso de las pérdidas de energía, en CHEC Ubicamos nuestras pérdidas en el 7,97% reduciendo 26,67 GWh hasta 2021, obteniendo un indicador de pérdidas del operador de red de 7,97%, superando la meta establecida (8,47%), en un 0,5%. El **Gráfico 21** presenta el comportamiento del indicador para los años 2019, 2020 y 2021.

Indicador	Meta 2019	Resultado 2019	Meta 2020	Resultado 2020	Meta 2021	Resultado 2021
IP Operador de Red	8,59%	7,51%	8,47%	8,26%	8,47%	7,97%

Gráfico 21. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.

f) Desviaciones del plan de inversión.

En la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, el crecimiento de la demanda corresponde a uno de los principales criterios de identificación de las necesidades de inversión en infraestructura requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el corto, mediano y largo plazo, en cumplimiento de los requerimientos técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro de energía a los usuarios.

La definición de inversiones eficientes en reposición de infraestructura del sistema eléctrico de distribución de energía se orienta hacia el aseguramiento de los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio y en consideración de los aspectos ambientales y sociales aplicables.

La metodología empleada por CHEC para la determinación de las inversiones en reposición (proyectos tipo III, no motivados en la atención de la demanda), se fundamenta en análisis que determinan las condiciones actuales de la infraestructura, a partir del tratamiento de la información disponible y la posterior aplicación de mecanismos de priorización de las inversiones basados en el tratamiento del riesgo.

Las prácticas utilizadas por CHEC para la definición de inversiones en reposición, se han establecido a partir de la disponibilidad de información y las características técnicas y operativas de los diferentes tipos de activos que conforman el sistema de distribución de energía eléctrica. En un contexto general, la información básica utilizada como insumo base para la determinación de inversiones en reposición de infraestructura corresponde a:

- *Marco normativo y regulatorio:* requerimientos derivados de la normatividad técnica y el marco regulatorio aplicable.
- Requerimientos específicos derivados de los planes de ordenamiento territorial, en el marco de las actividades de planeación de los municipios.

- Compromisos y obligaciones derivadas de solicitudes de entidades públicas del orden nacional, departamental y municipal.
- *Información del mantenimiento*: señales derivadas de las labores de mantenimiento preventivo y correctivo realizadas sobre los activos del sistema.
- *Información de la operación*: señales derivadas de las labores de operación remota y local de los activos del sistema, así como de los resultados de los análisis post operativos de eventos del sistema.
- *Solicitudes de clientes*: requerimientos presentados por usuarios finales que derivan posibles intervenciones sobre la infraestructura existente, especialmente por condiciones de seguridad.
- *Requerimientos de confiabilidad y calidad del servicio*: necesidades derivadas del plan de mejoramiento de la calidad del servicio, orientadas al cumplimiento de las metas de los indicadores.
- *Gestión de pérdidas de energía*: necesidades derivadas de los planes de reducción o sostenimiento de las pérdidas de energía, orientadas al cumplimiento de las metas de los indicadores.

De acuerdo con los valores presentados y aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la resolución CREG 077 de 2019 y teniendo en cuenta lo establecido en la respuesta al recurso de reposición de la resolución CREG 157 de 2019, en la **Tabla 11** se relacionan los valores planeados para cada uno de los proyectos de inversión.

Código proyecto	Nombre proyecto	Valor aprobado
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	\$ 1,450
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	\$ 16,230
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	\$ 3,414
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	\$ 2,901
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	\$ 1,810
PEI0827TYDCE	Normalización subestación Purnio 115 kV	\$ 1,456
PGA	Inversión en gestión de activos	\$ 432
Total		\$ 27,693

Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2021 desagregadas por proyecto [millones \$ - dic 2017]

Cabe anotar que el contenido de los formatos que hacen parte del presente informe de ejecución del plan de inversión ofrece mayores detalles que incorporan atributos como el municipio y año de ejecución.

- a) En el reporte de las unidades constructivas de la categoría 7, correspondientes a km de conductor, se omitió diligenciar la columna “número de conductores”. Lo anterior, tuvo como consecuencia que los valores aprobados no incluyeron la instalación de ninguna de las UC relacionadas.
- b) Adicionalmente en las unidades constructivas de nivel de tensión 1, también se identificaron errores en el reporte de cantidades que generaron un menor valor de aprobación al que se tenía previsto.

Código Proyecto	Descripción	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Total general
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	\$ 1,449.78	\$ 7.65	\$ 9,170.19	\$ 9,177.84
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red - REPOSICION LINEAS 33 kV	\$ 16,229.74	\$ 2,450.99	\$ 9,247.58	\$ 11,698.58
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	\$ 3,414.17	\$ 2,521.39	\$ 2,641.00	\$ 5,162.39
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	\$ 2,900.79	\$ 118.00	\$ 3,637.26	\$ 3,755.26
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,883.18	\$ 2,883.18
PEI0335TYDTO	Consolidación tecnológica centros de control grupo EPM	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,134.84	\$ 2,134.84
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	\$ 1,810.24	\$ 759.17	\$ 1,260.48	\$ 2,019.65
PEI0733TYDCE	Modernización y reposición de la subestación La Virginia 33/13.2 kV	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,962.67	\$ 2,962.67

PEI1059TYDCE	Normalización subestaciones Belalcazar y Viterbo 33 kV	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 3,177.07	\$ 3,177.07
PGA	Inversión en gestión de activos	\$ 432.17	\$ 0.00	\$ 922.33	\$ 922.33
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 182.71	\$ 182.71
PEI0827TYDCE	Normalización subestación Purnio 115 kV	\$ 1,455.76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total		\$ 27,692.65	\$ 5,857.20	\$ 38,219.33	\$ 44,076.53

Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2021 desagregadas por proyecto en MCOP [dic 2017]

En el proceso de ejecución de las inversiones, se encontraron situaciones que llevaron a la modificación de las unidades constructivas a instalar en el sistema CHEC, teniendo en cuenta estudios y diseños más detallados y la planeación de corto plazo de cada uno de los proyectos planeados. En aras de la presentación de este informe se relacionan los valores ejecutados de acuerdo con la planeación (Ejecución planeada) y los que tuvieron desviaciones (Ejecución no planeada), resaltando que para el caso de CHEC surgieron nuevos proyectos de inversión que fueron reportados en los ajustes al plan de inversión 2021-2025 y que no estaban contemplados en el plan de inversión presentado en agosto del año 2018.

Las principales modificaciones que se presentan están asociadas con: la reubicación o adelanto de los equipos a instalar para el cumplimiento de los objetivos previstos, la instalación de equipos con especificaciones técnicas más apropiadas a la necesidad del sistema, actualizaciones de las criticidades de los activos, cambios en las necesidades de expansión de la red o la compra de bien futuro de acuerdo con las solicitudes de conexión de clientes, fallas de los equipos o aumento en la demanda no previstos en la planeación. También se viene realizando la actualización de las hojas de vida de los activos y equipos de la red, lo que llevó a la priorización diferente de algunos equipos a instalar por obsolescencia tecnológica.

Otra razón por la que se encuentran desviaciones en la ejecución de los proyectos está asociada a la forma de reporte de la información. En el momento de presentar el plan de inversión para su aprobación, se asumieron criterios a juicio de experto para la asignación de fracciones de costos que posteriormente presentaron variaciones considerables frente a los valores desagregados dispuestos por la CREG.

Finalmente, se evidencian desviaciones considerables también en la ejecución de unidades constructivas no planeadas, ya que se realizan inversiones que fueron

reportadas en agosto de 2020 en los ajustes al plan de inversión regulatorio presentados a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, los cuales no se habían identificado en la versión del plan aprobada actualmente.

g) Gestión de activos.

Para dar cumplimiento a lo solicitado en el numeral 6.3.3.4 del capítulo 6 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018⁷, el Operador de Red CHEC adjunta al presente informe el documento “*Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC*”, por medio del cual presenta el informe de avance en el plan de cierre de brechas para la implementación del sistema de gestión de activos en el negocio de Transmisión y Distribución de CHEC para el año 2021 con corte a 31 de diciembre, buscando aportar a la mejora continua del negocio, apalancando de esta manera los objetivos estratégicos de la organización y el propósito del grupo empresarial.

El contenido del informe se establece para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios aplicables, a partir de los siguientes componentes:

- Línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico.
- Síntesis del plan de trabajo.
- Avances en su ejecución y cierre de brechas
- Inversiones realizadas.

Acorde con lo definido en el numeral h del documento soporte enviado con la circular No. 024 de 2020 se plantea la siguiente estrategia para dar cumplimiento:

Actualmente la información del ciclo de vida de los activos del sistema de distribución se encuentra en la herramienta EAM-Maximo y se tiene contemplado brindar acceso a los organismos de control para la visualización de la información.

Para asignar el permiso de visualización se requiere lo siguiente:

- Nombre completo, el número de cedula y empresa donde vienen las personas que ingresarán. Con esta información CHEC gestiona los accesos así:
 - o Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
 - o Asignar permisos para conexión por VPN.
 - o Solicitar acceso a MAXIMO al servidor producción
 - o Asignar permisos en MAXIMO.

⁷ Modificado por la resolución CREG 036 de 2019

Una vez ejecutados estos pasos se puede tener acceso al sistema de información MAXIMO.

En caso de requerirse acceso a la información de los activos del sistema distribución, antes de estar implementado EAM-MAXIMO se procederá a dar acceso para visualización a los aplicativos que actualmente tienen información de los activos SIGCHEC, GTECHNOLOGY, SGO, teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

- Nombre completo, el número de cedula y empresa donde vienen las personas que ingresaran. Con esta información CHEC gestiona los accesos así:
 - o Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
 - o Asignar permisos para conexión por VPN.
 - o Solicitar acceso al servidor producción de los aplicativos a visualizar
 - o Asignar permisos en los aplicativos a visualizar.

Una vez ejecutados estos pasos se puede tener acceso al sistema de información.

El Anexo i contiene el documento *“Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC”* en el cual se puede consultar información complementaria que precisa cada uno de los requerimientos establecidos en el presente apartado.