

Informe de ejecución del plan de inversión CHEC Actividad de Distribución Energía Eléctrica – Dirigido a usuarios

29/03/2021 Versión 1.0



MACROPROCESO DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN DISTRIBUCIÓN

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTADA
1.0	29/03/2021	Primera entrega		

	ELABORÓ/MODIFICÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO:	Profesional 1	Líder de Equipo	Líder de Área
NOMBRE:	Alejandro Alzate Segura	Luis Gabriel Narváez Campana	Mauricio Arango Cardona
FECHA:	29/03/2021	30/03/2021	30/03/2021

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.....	19
e) Avance en el cumplimiento de las metas.....	27
f) Desviaciones del plan de inversión.....	29
g) Gestión de activos.....	33



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.....	14
Gráfico 4. Composición del mercado de comercialización CHEC.....	15
Gráfico 5. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.	15
Gráfico 6. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2006-2020.....	16
Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2019 y 2020 (desagregación mensual) .	16
Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2020.....	17
Gráfico 9. Evolución solicitudes conexión AGPE.	18
Gráfico 10. Estado solicitudes conexión generadores a gran escala.	19
Gráfico 11. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2020).	20
Gráfico 12. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.	22
Gráfico 13. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).	22
Gráfico 14. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2020)	23
Gráfico 15. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto.	23
Gráfico 16. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2020)	24
Gráfico 17. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.....	25
Gráfico 18. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.	26
Gráfico 19. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).....	28
Gráfico 20. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).	28
Gráfico 21. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.....	29

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 2020 (planeadas y no planeadas) desagregadas por proyecto	12
Tabla 4. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio	21
Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión	24
Tabla 6. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)	26
Tabla 7. DIUG nivel de tensión 1 (horas)	26
Tabla 8. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)	27
Tabla 9. FIUG nivel de tensión 1 (veces)	27
Tabla 10. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2023)	27
Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2020 desagregadas por proyecto	31
Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2020 desagregadas por proyecto [millones \$ - dic 2017]	32

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 1Figura 2.

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, 23.574 km de red, 2.750 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.469 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 el 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.

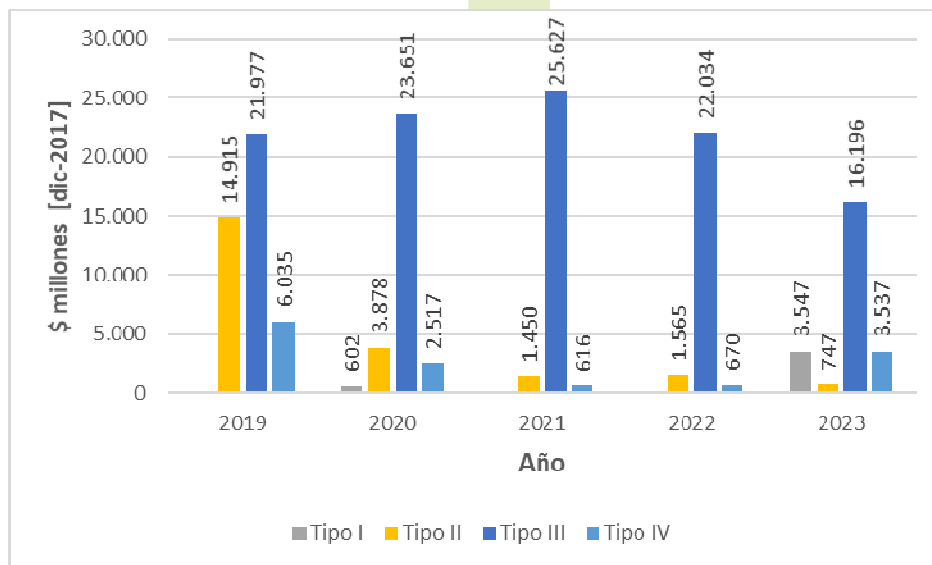


Gráfico 1. Discriminación de inversiones aprobadas por tipo de proyecto.

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	2020 Aprobado	2020 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	6.263	5.536	88%	1.65%
NT 3	4.746	11.032	232%	4.30%
NT 2	8.801	13.880	158%	2.24%
NT 1	10.838	11.037	102%	3.80%
Total	30.648	41.484	135%	2.76%

Tabla 2. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2020)

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 2020 fue del 135%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,76% 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 segundo año del plan de inversión, se observa que un 79% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 12% 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 mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de las pérdidas de energía y el desarrollo de nuevas tecnologías.

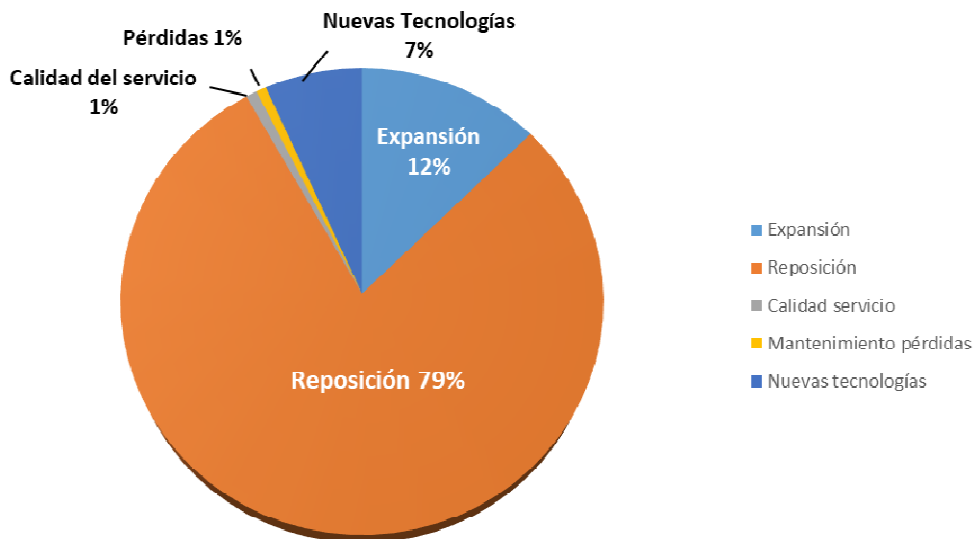


Gráfico 2. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2020)

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 2020, 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 17,39 horas y el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)* acumulado a diciembre fue de 16,19 veces.

Para el caso de las pérdidas de energía, CHEC obtuvo para el año 2020 una reducción acumulada de 14,18 GWh, obteniendo un indicador de pérdidas del Operador de Red de 8,26%, logrando sostener y ubicar el nivel de pérdidas en un valor inferior al reconocido por la regulación vigente (8,51%) y superando la meta establecida (8,47%) en un 0,21%.

Es importante resaltar que una vez consolidada la información requerida para el diligenciamiento de los formatos y la elaboración del presente informe de ejecución del segundo año del plan de inversión 2019 – 2023 del Operador de Red CHEC, fueron recalculadas las variables reportadas al Liquidador y Administrador de Cuentas –LAC-, conforme a los requerimientos establecidos por la Circular CREG 012 de 2020 para el reporte de los valores requeridos para la actualización

anual de las variables utilizadas en el cálculo de cargos de distribución. Este ejercicio permitió identificar diferencias en los valores calculados de las variables, razón por la cual se incluye un literal adicional al contenido del presente documento en el cual se expone el detalle de los valores comparados y las diferencias identificadas.

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 2020 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 conducto), 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 de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	1.225	8	4.897	4.905
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	13.132	1.606	9.448	11.054
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	235	0	0	0
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	608	0	105	105
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	2.049	1.775	10.026	11.801
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	5.723	1.076	1.631	2.707
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	1.139	24	1.531	1.555
PEI0733TYDCE	Modernización y reposición de la subestación La Virginia 33/13.2 kV	1.856	0	0	0

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	1.841	805	618	1.423
NEG0755TYDCE	Traslado subestación Marquetalia	1.382	1.151	586	1.736
Pga 2020	Plan de gestión de activos	1.459	938	59	997
PEI0335TYDTO	Consolidación Tecnológica Centros de Control Grupo EPM	0	0	5.201	5.201
Total		30.648	7.382	34.102	41.484

Tabla 3. Inversiones aprobadas y ejecutadas año 2020 (planeadas y no planeadas) desagregadas por proyecto.

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. En menor proporción se evidencian desviaciones derivadas de las dificultades presentadas en la ejecución de inversiones durante la situación de pandemia.

Finalmente, se evidencian desviaciones considerables también en la ejecución de unidades constructivas no planeadas, ya que se realizan inversiones que fueron reportadas en diciembre de 2019 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 2.

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, 23.574 km de red, 2.750 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.469 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%).

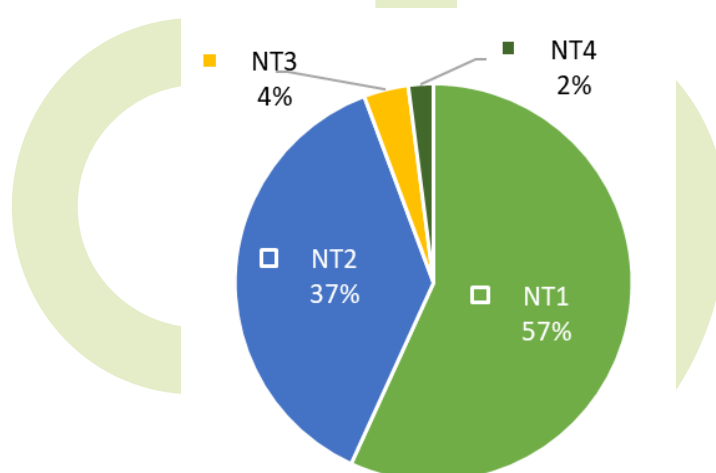


Gráfico 3. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.

Con corte a diciembre de 2020, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 511.799 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en el Gráfico 4.

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



Gráfico 4. Composición del mercado de comercialización CHEC.

Tal como puede apreciarse en el **Gráfico 5**, con corte a diciembre de 2020 el 90,8% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 9,2% 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 75,5/24,5 respectivamente:

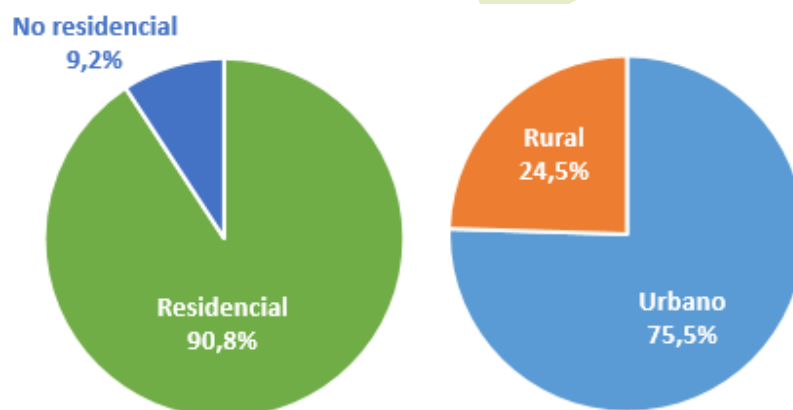


Gráfico 5. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda de energía del mercado de comercialización de CHEC fue de 1.566 GWh en el año 2020, presentando una disminución de -0.99% respecto al registro del año 2019 (1.578 GWh). El Gráfico 6 permite apreciar el comportamiento de la serie de demanda de energía mensual en el mercado de comercialización CHEC para los 15 años comprendidos entre 2006 y 2020, identificando una afectación notoria del consumo de energía debido a la pandemia mundial causada por el virus SARS-CoV-2 denominado COVID-19, especialmente en los periodos de confinamiento total que vivió el país. No obstante, es también apreciable la tendencia de recuperación notable entre los meses de mayo y agosto e incluso, un aumento considerable de los registros en los meses de octubre, noviembre y diciembre.

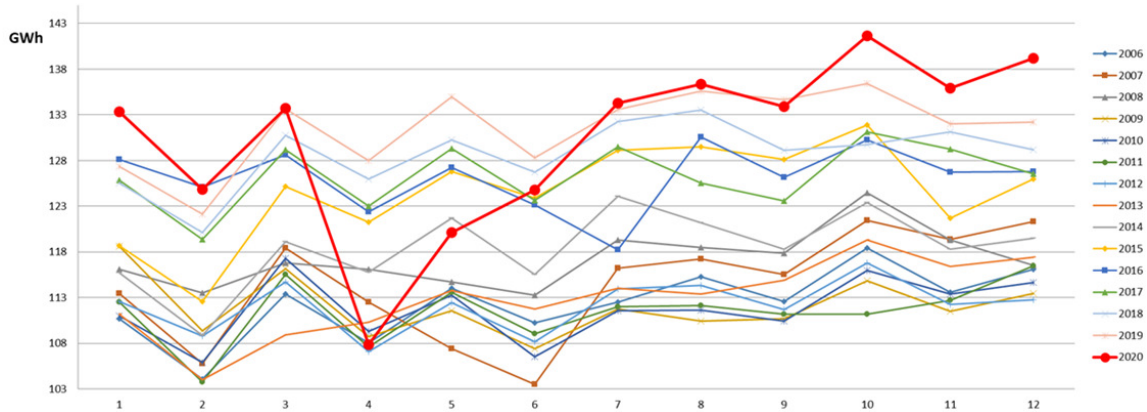


Gráfico 6. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2006-2020.

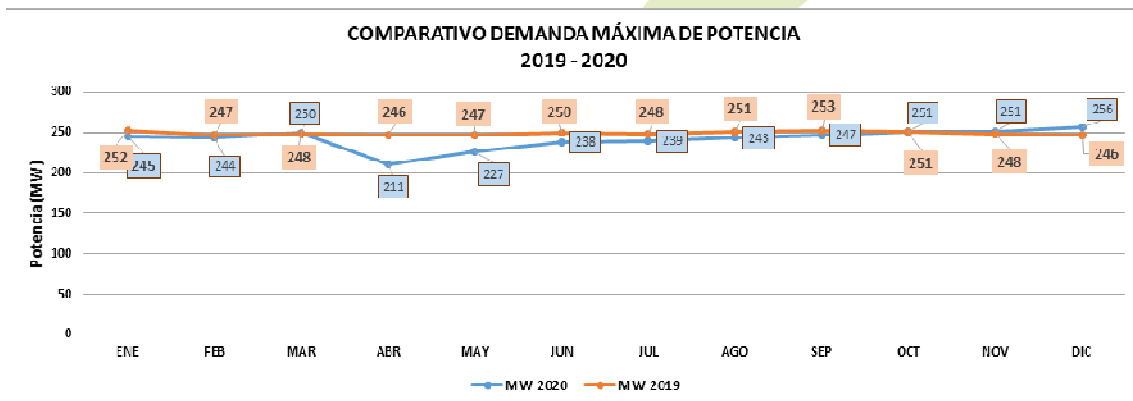


Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2019 y 2020 (desagregación mensual).

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 2019 y

2020, permitiendo identificar el impacto notorio en la disminución de los registros de abril y mayo de 2020 debido a los efectos del confinamiento y la crisis económica derivada de la pandemia. No obstante, el máximo valor de potencia registrado en diciembre de 2020 (256 MW), representa un aumento aproximado del 1,18% respecto al máximo valor de potencia registrado durante el año 2019 (253 MW).

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.

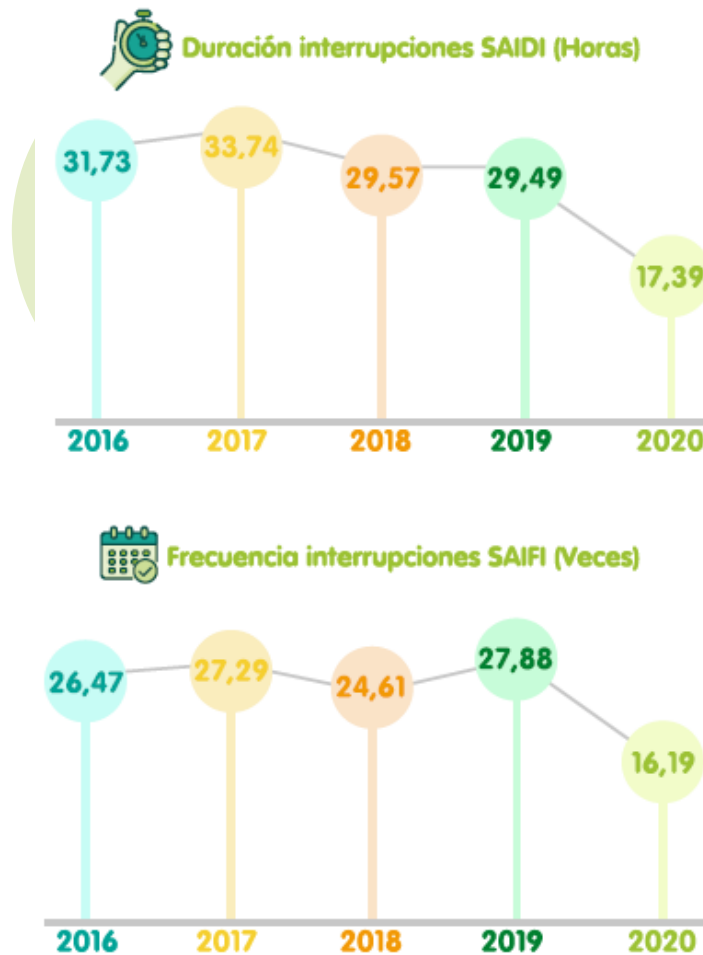


Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2020.

Tal como puede apreciarse en el Gráfico 8, para el año 2020, CHEC presentó una mejora significativa en el desempeño en los indicadores que miden la calidad del servicio, obteniendo los siguientes resultados a diciembre de 2020: el *Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIDI) finalizó en 17,39 horas, con una mejora de 12,1 horas/año; y el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIFI) finalizó en 16,19 veces, con una mejora de 11,69 veces/año, respecto al año 2019.

En el contexto normativo establecido por Ley 1715 de 2014 y el marco regulatorio desarrollado en torno a la promoción del desarrollo y uso de las fuentes de energía renovables no convencionales y su incorporación a la matriz energética nacional, CHEC ha experimentado un incremento de solicitudes de conexión de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y proyectos de generación solar fotovoltaica al sistema eléctrico.

Tal como se presenta en el Gráfico 9, durante el año 2020, de un total de 122 solicitudes de conexión presentadas al Operador de Red, CHEC aprobó 43 (902,93 kW), de las cuales 37 entraron en operación y seis están aprobadas (pendientes de visita de conexión). A 31 de diciembre de 2020, existen 61 AGPE conectados al sistema eléctrico operado por CHEC.



Gráfico 9. Evolución solicitudes conexión AGPE.

Así mismo, de acuerdo con lo establecido en la resolución 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 desarrollo de este derecho y debido al auge en la generación con fuentes de energía renovables, han aumentado significativamente las solicitudes de información para proyectos de generación que pretenden conectarse a las redes operadas por CHEC.

Como complemento a lo presentado en el Gráfico 10, durante el año 2020 CHEC atendió aproximadamente 70 solicitudes para el trámite de conexión de proyectos de generación hidráulica y solar, de las cuáles sólo el 8% presentaron un estudio de conexión y un 25% han manifestado su interés de continuar con el proceso de conexión. De otra parte, durante el año 2020, la UPME aprobó 3 estudios de conexión para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, para lo cual, al cierre de 2020, los proyectos de generación con estudio de conexión aprobados por la UPME son 10, para la conexión de algunos de éstos proyectos se requieren inversiones en activos de uso para un total de 176.54 MW aprobados.

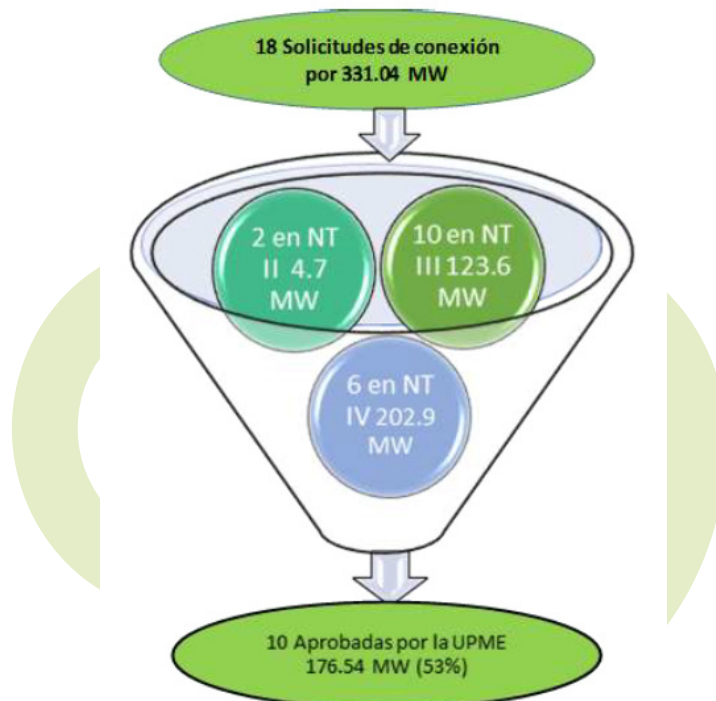


Gráfico 10. Estado solicitudes conexión generadores a gran escala.

d) Resumen del plan de inversión aprobado.

A través de la resolución CREG 077 de 2019⁵, 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.

⁵ Modificada por la resolución CREG 157 de 2019

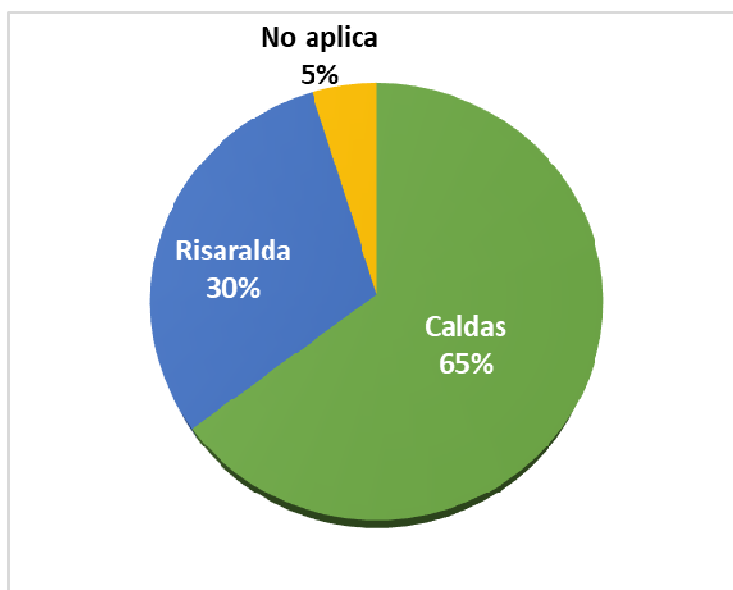


Gráfico 11. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2020).

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 2020, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

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
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

⁶ Valores reconocidos de unidades constructivas de diciembre de 2017.

MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023
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).

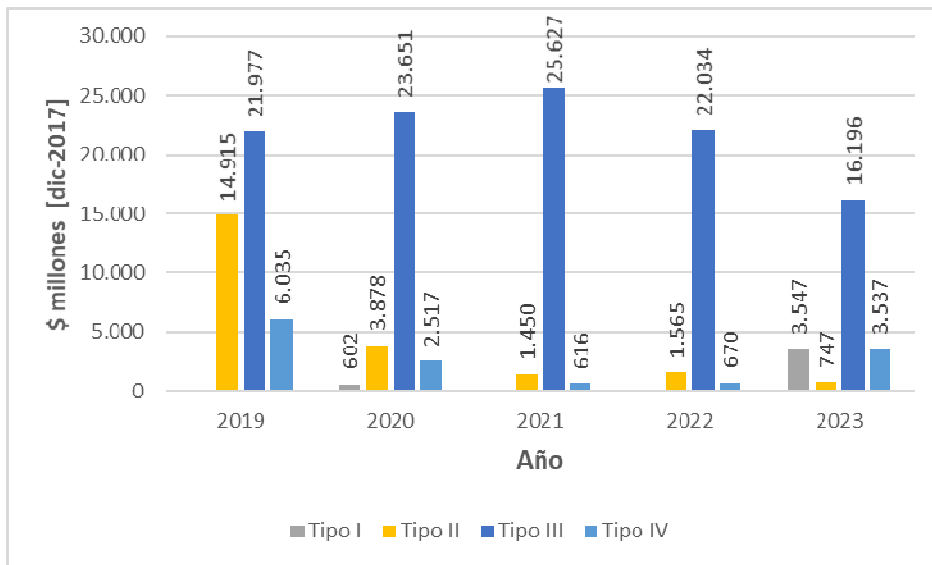


Gráfico 12. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.

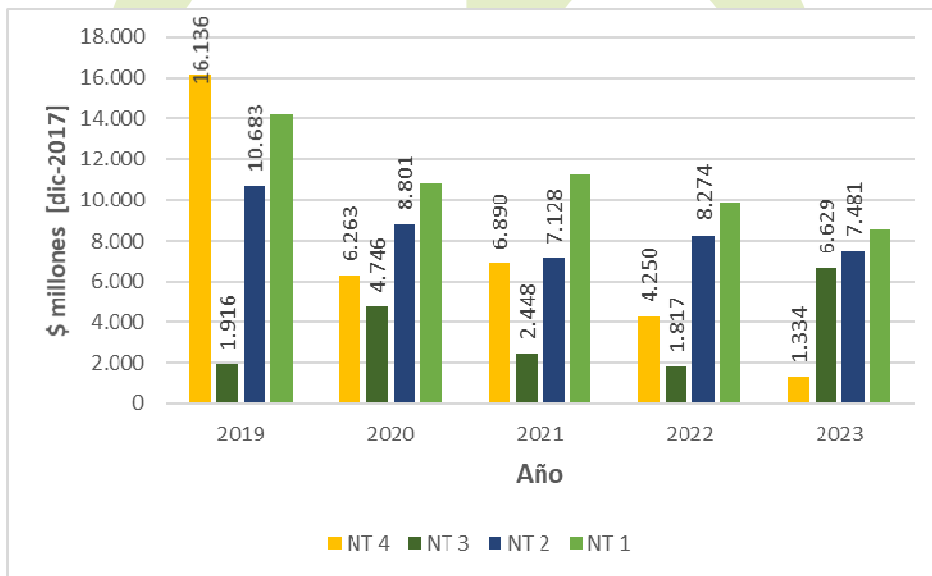


Gráfico 13. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).

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.

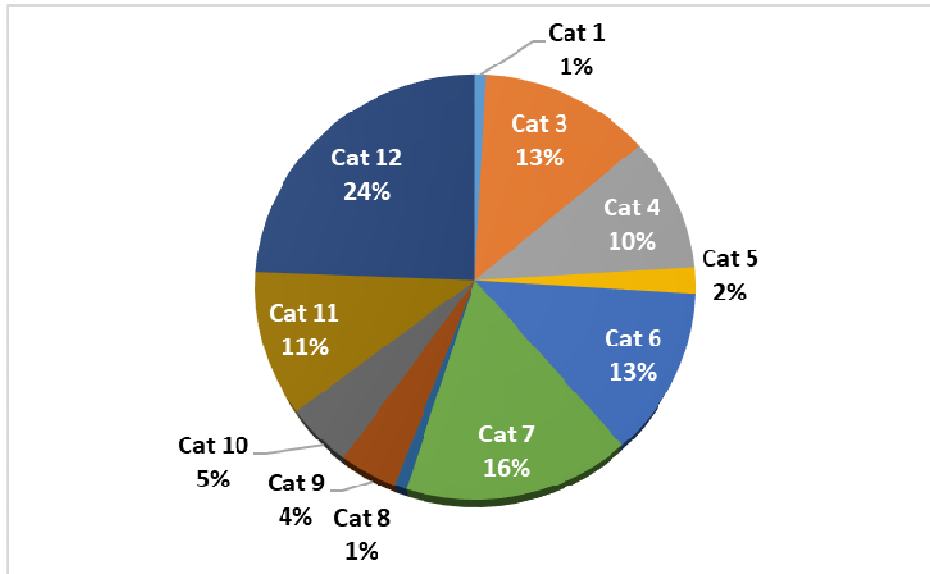


Gráfico 14. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2020)

Es posible observar, para el segundo año del plan de inversión, que un 79% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 12% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.

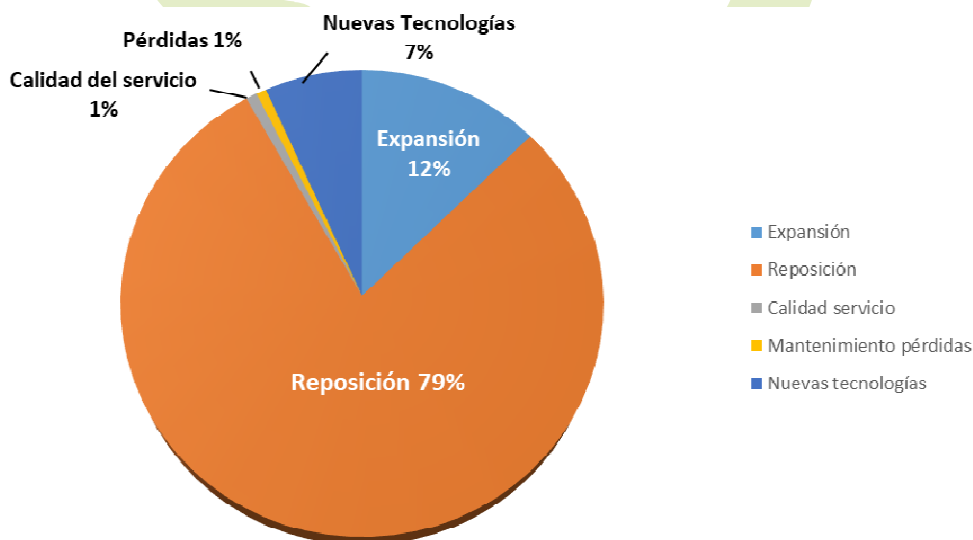


Gráfico 15. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto. (año 2020)

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	2020 Aprobado	2020 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	6.263	5.536	88%	1.65%
NT 3	4.746	11.032	232%	4.30%
NT 2	8.801	13.880	158%	2.24%
NT 1	10.838	11.037	102%	3.80%
Total	30.648	41.484	135%	2.76%

Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2020)

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 2020 fue del 135%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,76% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, sin superar el 8% en ninguno de los niveles de tensión del sistema.

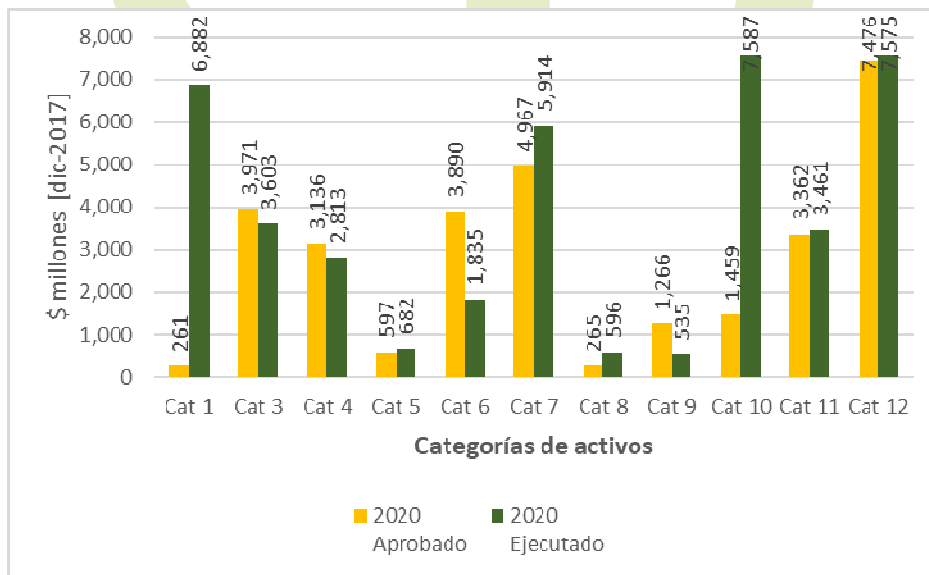


Gráfico 16. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2020)

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 84% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2020. El restante 16%, 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.

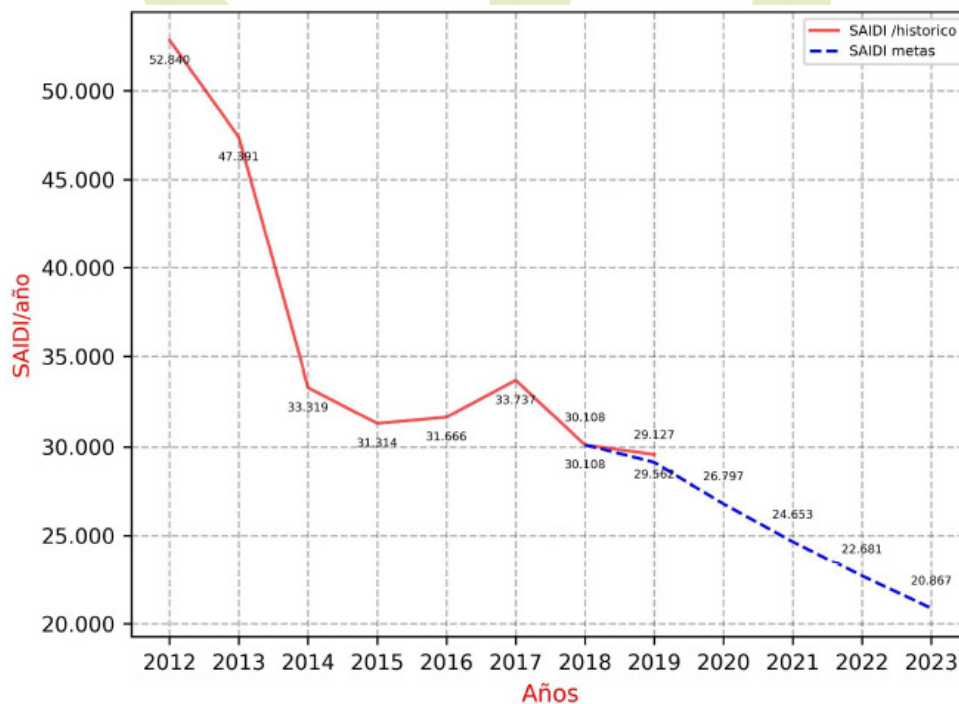


Gráfico 17. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.

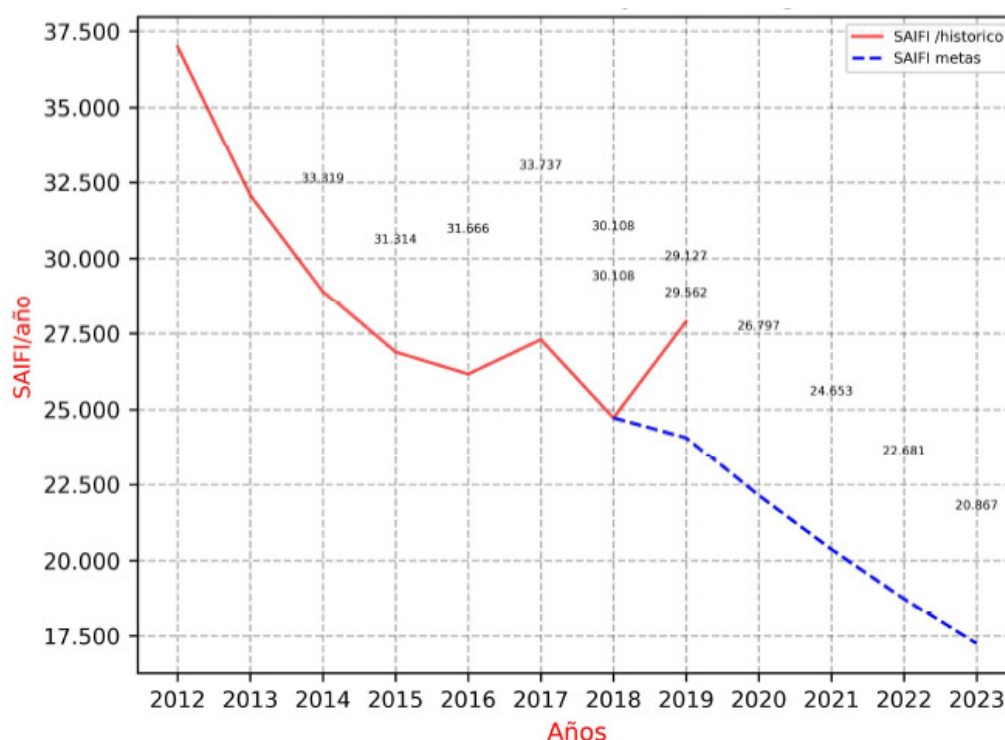


Gráfico 18. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

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 2020 fue del 135%. 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 69%.

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 2020 fue de 17,39 horas y el indicador SAIFI acumulado a diciembre fue de 16,19 interrupciones. Respecto a la calidad individual, el valor de compensación al final del año 2020 pagado por CHEC fue de \$911 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.

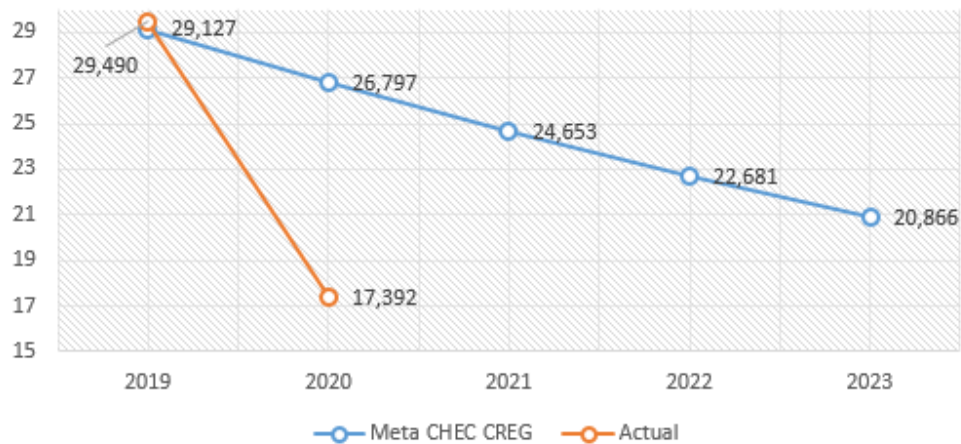


Gráfico 19. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).

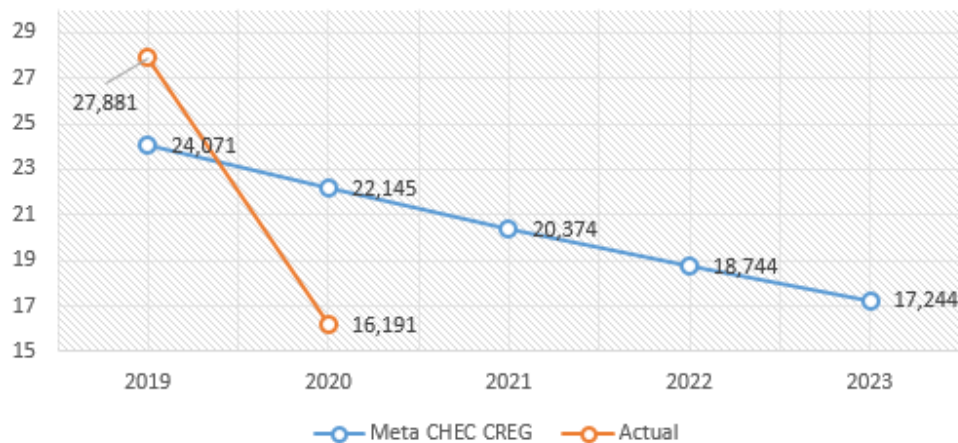


Gráfico 20. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).

Para el caso de las pérdidas de energía, CHEC obtuvo para el año 2020 una reducción acumulada de 14,18 GWh, obteniendo un indicador de pérdidas del Operador de Red de 8,26%, logrando sostener y ubicar el nivel de pérdidas en un

valor inferior al reconocido por la regulación vigente (8,51%) y superando la meta establecida (8,47%) en un 0,21%. El **Gráfico 21** presenta el comportamiento del indicador para los años 2018, 2019 y 2020.

Indicador	Unidad de medida	Resultado 2020	Meta 2020	Resultado 2019	Resultado 2018
IP Operador de Red	Porcentaje	8,26%	8,47%	7,51%	8,71%

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	1.225
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	13.132
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	235
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	608
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	2.049
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	5.723

Código proyecto	Nombre proyecto	Valor aprobado
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	1.139
PEI0733TYDCE	Modernización y reposición de la subestación La Virginia 33/13.2 kV	1.856
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía – CHEC	1.841
NEG0755TYDCE	Traslado subestación Marquetalia	1.382
Pga 2020	Plan de gestión de activos	1.459
Total		30.648

Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2020 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.

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

- 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.
- 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 de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	1.225	8	4.897	4.905
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	13.132	1.606	9.448	11.054

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	235	0	0	0
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	608	0	105	105
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	2.049	1.775	10.026	11.801
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	5.723	1.076	1.631	2.707
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	1.139	24	1.531	1.555
PEI0733TYDCE	Modernización y reposición de la subestación La Virginia 33/13.2 kV	1.856	0	0	0
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	1.841	805	618	1.423
NEG0755TYDCE	Traslado subestación Marquetalia	1.382	1.151	586	1.736
Pga 2020	Plan de gestión de activos	1.459	938	59	997
PEI0335TYDTO	Consolidación Tecnológica Centros de Control Grupo EPM	0	0	5.201	5.201
Total		30.648	7.382	34.102	41.484

Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2020 desagregadas por proyecto [millones \$ - 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 éste 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 no surgieron nuevos proyectos de inversión sino modificaciones a los inicialmente planeados.

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. En menor proporción se evidencian desviaciones derivadas de las dificultades presentadas en la ejecución de inversiones durante la situación de pandemia.

Finalmente, se evidencian desviaciones considerables también en la ejecución de unidades constructivas no planeadas, ya que se realizan inversiones que fueron reportadas en diciembre de 2019 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 presenta el informe *“Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC”*, por medio del cual, busca 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:

⁷ Modificado por la resolución CREG 036 de 2019

- 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.

