

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

26/05/2020 Versión 1.0



MACROPROCESO DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN DISTRIBUCIÓN

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTADA
1.0	26/05/2020	Primera entrega	Versión preliminar	

	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:	26/05/2020	29/05/2020	29/05/2020

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.....	18
e)	Avance en el cumplimiento de las metas.....	26
f)	Desviaciones del plan de inversión.....	26
g)	Gestión de activos.....	30



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 histórico de la demanda anual de energía eléctrica del mercado de comercialización.	16
Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2018 y 2019 (desagregación mensual). .	16
Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2019.....	17
Gráfico 9. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2019).	18
Gráfico 10. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.....	20
Gráfico 11. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).	21
Gráfico 12. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2019).....	21
Gráfico 13. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto	22
Gráfico 14. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2019)	23
Gráfico 15. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.....	24
Gráfico 16. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.....	24

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 2019 (planeadas y no planeadas) desagregadas por proyecto	12
Tabla 4. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio	20
Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión	22
Tabla 6. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)	25
Tabla 7. DIUG nivel de tensión 1 (horas)	25
Tabla 8. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)	25
Tabla 9. FIUG nivel de tensión 1 (veces)	25
Tabla 10. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2023)	26
Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2019 desagregadas por proyecto	28
Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2019 desagregadas por proyecto [millones \$ - dic 2017]	30
Tabla 13. Cumplimiento requerimientos Circular CREG 024 de 2020 (sistema de gestión de activos)	31

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 2019¹ 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.



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

¹ Modificada por la resolución CREG 157 de 2019.

CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas y Risaralda² (sin incluir el municipio de Pereira), cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.326 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, 23.286 km de red, 2.721 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.288 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:

² 2 departamentos, 40 municipios, 63 corregimientos y 14 resguardos indígenas.

- 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.

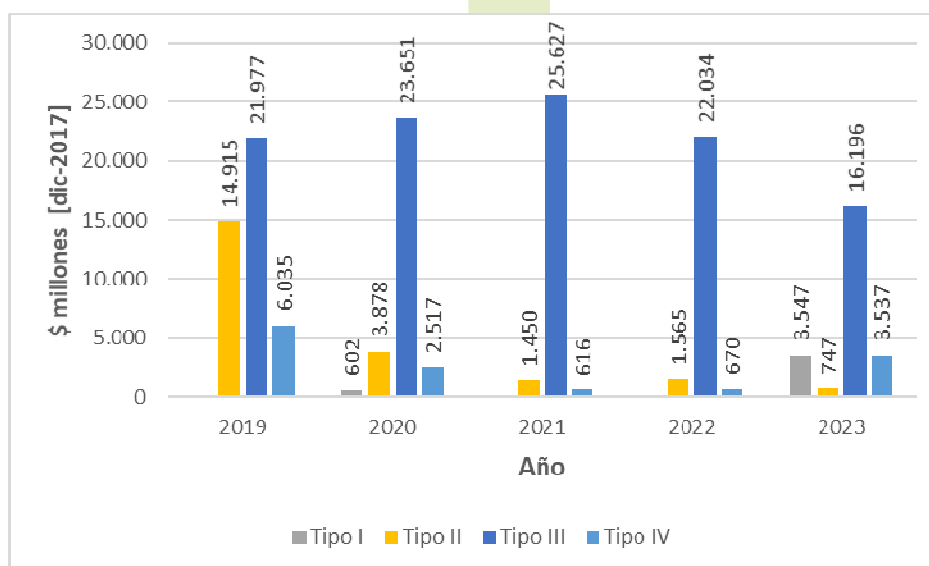


Gráfico 1. Discriminación de inversiones aprobadas por tipo de proyecto.

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 \$149.564.134.214³. 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 constructivas⁴ presentados en la

³ Valores reconocidos de unidades constructivas a precios de diciembre de 2017.

⁴ 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 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	2019 Aprobado	2019 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	16.136	24.327	151%	7,25%
NT 3	1.916	2.110	110%	0,82%
NT 2	10.683	14.271	134%	2,30%
NT 1	14.192	20.904	147%	7,20%
Total	42.927	61.612	144%	4,10%

Tabla 2. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2019)

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 2019 fue del 144%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 4,10% 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 primer año del plan de inversión, se observa que un 51% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 35% 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 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.

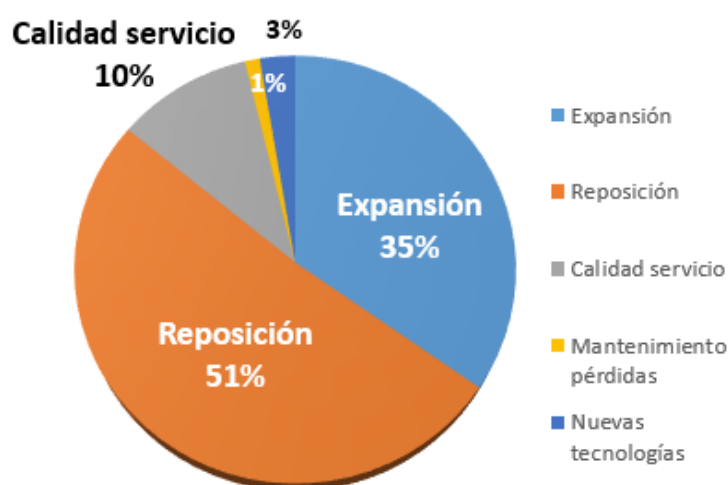


Gráfico 2. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2019)

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. Para el año 2019, CHEC no 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) finalizó en 29,488 horas y el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIFI) finalizó en 27,881 veces.

Para el caso de las pérdidas de energía, CHEC obtuvo para el año 2019 una reducción acumulada de 16,99 GWh, obteniendo un indicador de pérdidas del Operador de Red de 7,51%, logrando sostener y ubicar el nivel de pérdidas en un valor inferior al reconocido por la regulación vigente (8,51%) y mejorando la meta establecida en un 1,08%. De acuerdo con el marco conceptual y metodológico establecido en la resolución CREG 015 de 2018, CHEC ha logrado mantener el indicador de pérdidas del Operador de Red en niveles eficientes e inferiores a las definidas por la regulación, al ubicar las pérdidas de energía del nivel de tensión 1 en 7,09% frente a un 7,73% reconocido.

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 primer 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, las diferencias identificadas y se explican las causas correspondientes.

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, CHEC envió a CREG el informe de avance del plan de cierre de brechas a través de oficio con radicado 20200230002952 del 01 de abril de 2020. El documento reportado al regulador, incluyó información relacionada con el estado de avance en la implementación del sistema de gestión de activos por parte de CHEC, y su contenido incluyó detalles sobre el estado de avance de los siguientes puntos:

- Plan de cierre de brechas (cronograma) donde se compara lo que se ha ejecutado a diciembre 31 de 2019 respecto a lo presentado en el oficio con radicado 20190230001935 del 12 de febrero de 2019.
- Grado de madurez de gestión de activos acorde a diagnóstico frente al cumplimiento de la norma ISO 55001.
- Inversiones aprobadas para la implementación del sistema de gestión de activos.

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) En el reporte del proyecto “Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia”, se reportó sólo una unidad constructiva de las cuatro que corresponden a los transformadores de potencia que realmente componen el banco instalado.
- c) 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	1.100	175	20.394	20.569
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	14.159	430	7.691	8.122
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	4.411	3.334	833	4.167
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	973		6.398	6.398
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	1.007	654	1.378	2.032
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	3.116	913	47	960
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	516	29	100	129

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
PEI0152TYDCE	Tercer autotransformador trifásico 230/115/13.8 kV de 90 MVA en subestación Esmeralda	9.679	10.100	156	10.256
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	4.178	674	1.222	1.896
PEI1000TYDCE	Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia	3.620	2.122	4.962	7.083
Pga 2019	Plan de gestión de activos	168	0	0	0
Total		42.927	18.431	43.181	61.612

Tabla 3. Inversiones aprobadas y ejecutadas año 2019 (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.

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 Risaralda⁵ (sin incluir el municipio de Pereira), cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.326 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, 23.286 km de red, 2.721 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.288 transformadores de distribución.

Tal como lo presenta el Gráfico 3, las redes eléctricas de nivel de tensión 1 (56%) y nivel de tensión 2 (38%) 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%).

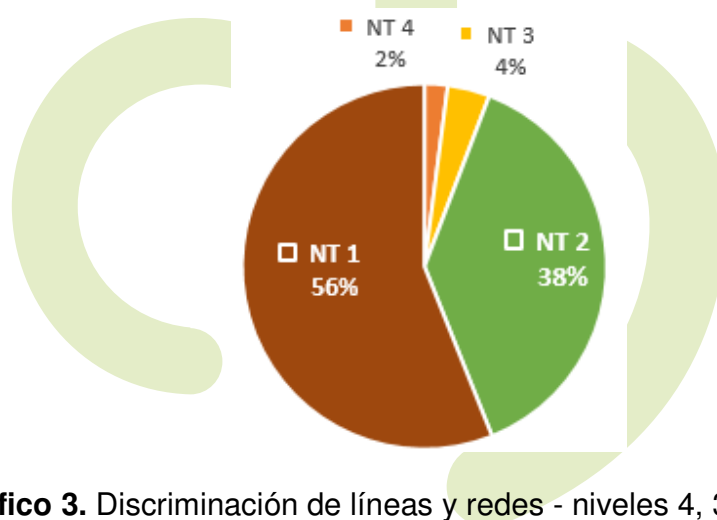


Gráfico 3. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.

Con corte a diciembre de 2019, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 500.137 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en el Gráfico 4.

⁵ 2 departamentos, 40 municipios, 63 corregimientos y 14 resguardos indígenas.

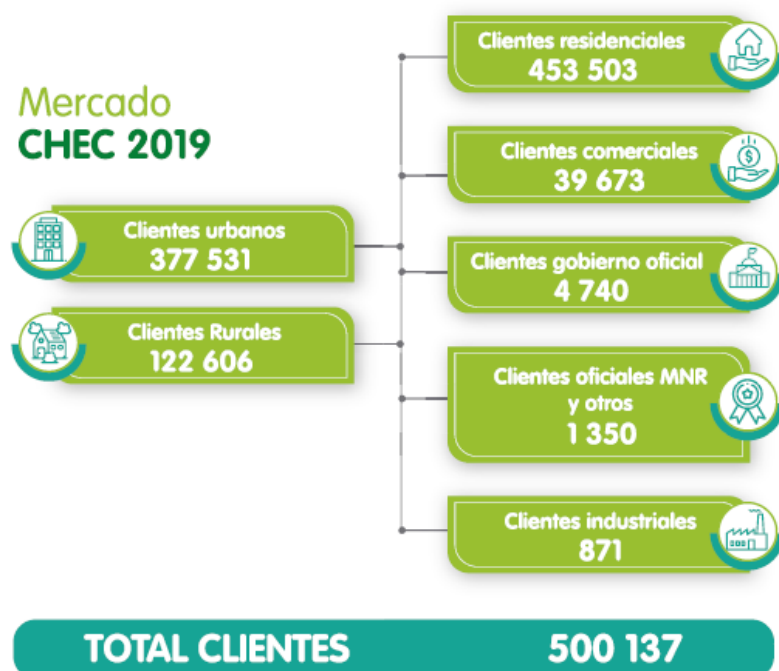


Gráfico 4. Composición del mercado de comercialización CHEC.

Tal como puede apreciarse en el **Gráfico 5**, el 90,7% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 9,3% 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:

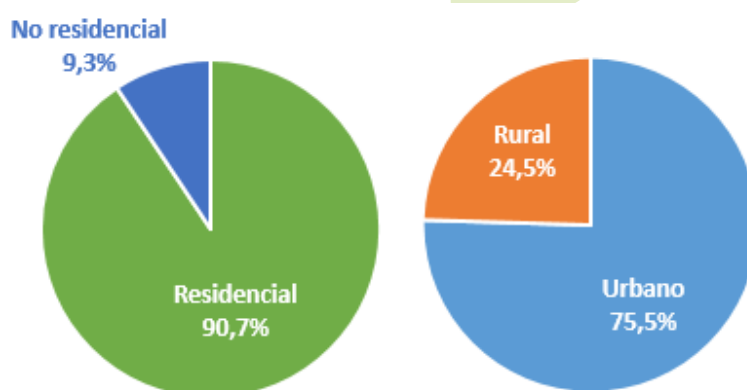


Gráfico 5. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda de energía del mercado de comercialización de CHEC fue de 1.578 GWh en el año 2019, presentando un incremento en totales de 2.30% respecto al registro del año 2018 (1.543 GWh). El Gráfico 6 permite apreciar la tendencia creciente de la demanda de energía anual en el mercado de comercialización del CHEC.

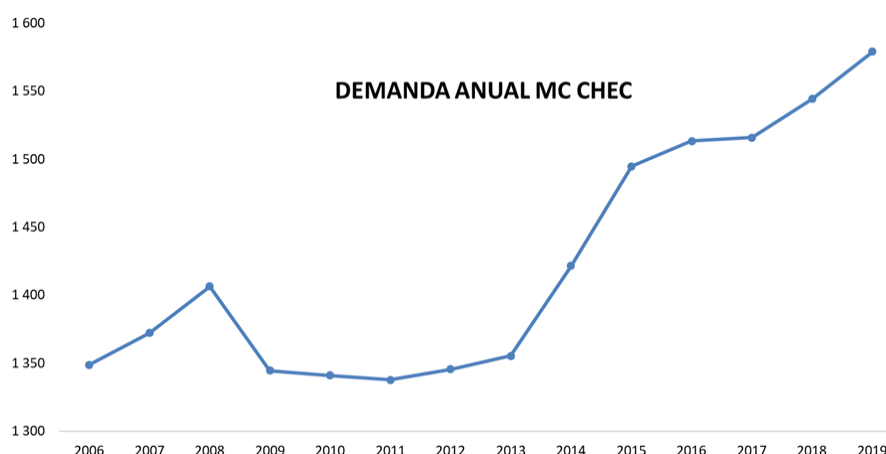


Gráfico 6. Comportamiento histórico de la demanda anual de energía eléctrica del mercado de comercialización.

Con relación a la demanda máxima de potencia eléctrica del sistema eléctrico operado por CHEC, la comparación de la desagregación mensual los años 2018 y 2019, permite identificar un notable decrecimiento en el último trimestre del año 2019, sustentado en una temporada de invierno que se presentó en dicha época.



Gráfico 7. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2018 y 2019 (desagregación mensual).

Tal como puede apreciarse en Gráfico 7, el máximo valor de potencia del año 2019 se presentó el 13 de septiembre en el periodo 20, con un valor de 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.

Para el año 2019, CHEC no 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) finalizó en 29,488 horas y el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema* (SAIFI) finalizó en 27,881 veces.

Es de anotar, que el año 2019 se configura como un año de transición en el cual CHEC emprendió un camino para gestionar de una forma diferente la forma de operar y mantener el sistema y ofrecer un servicio bajo los estándares de calidad definidos en la ley.

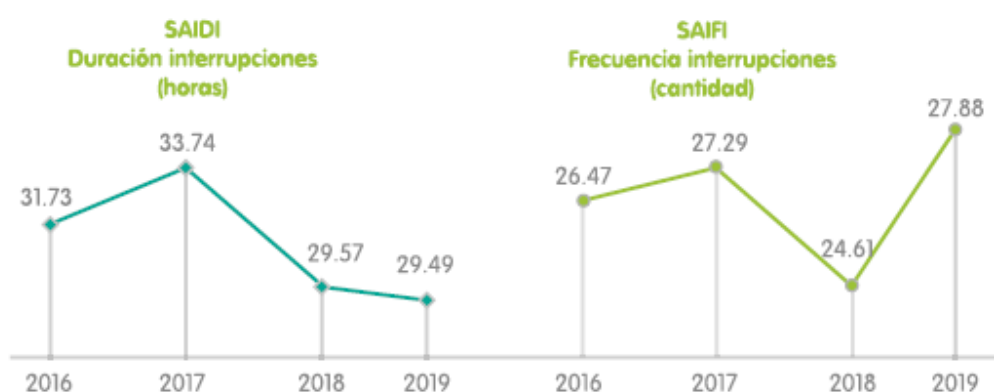


Gráfico 8. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2016-2019.

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.

Durante el año 2019, de un total de 56 solicitudes presentadas al Operador de Red, CHEC aprobó 23 conexiones al sistema eléctrico, con una capacidad de 367 kW, de las cuales 21 entraron en operación y dos están pendientes de la visita de

conexión. A 31 de diciembre de 2019, se tienen conectados al sistema eléctrico operado por CHEC, un total de 24 auto generadores a pequeña escala.

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. Durante el año 2019 se atendieron alrededor de 50 solicitudes, de los cuales sólo el 8% presentaron estudio de conexión. De otra parte, durante 2019, la UPME aprobó 3 estudios de conexión para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, sumando así un total de 7 proyectos aprobados para conexión al sistema eléctrico de CHEC.

d) Resumen del plan de inversión aprobado.

A través de la resolución CREG 077 de 2019⁶, 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.

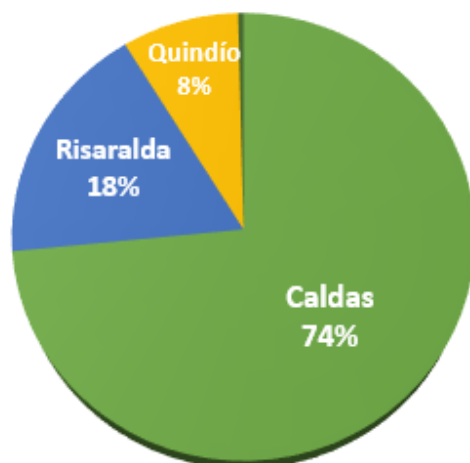


Gráfico 9. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2019).

El valor total del plan de inversión aprobado por la CREG fue de \$149.564.134.214⁷ para el periodo de 5 años comprendido entre 2019 y 2023. El

⁶ Modificada por la resolución CREG 157 de 2019

⁷ Valores reconocidos de unidades constructivas de diciembre de 2017.

Gráfico 9 discrimina los porcentajes de inversión del año 2019, 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
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

MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023
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 10), nivel de tensión (Gráfico 11) y categoría de activos (Gráfico 12).

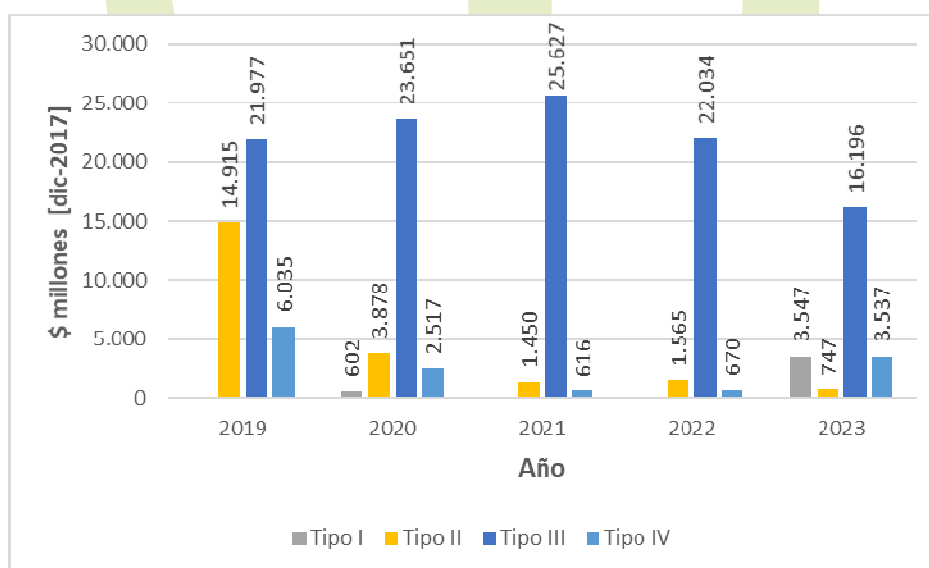


Gráfico 10. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.

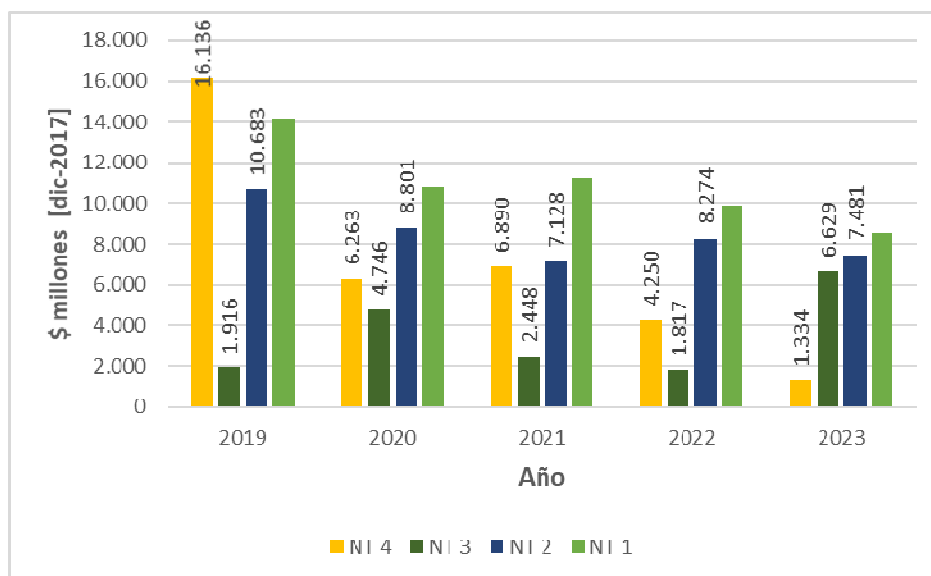


Gráfico 11. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2019-2023).

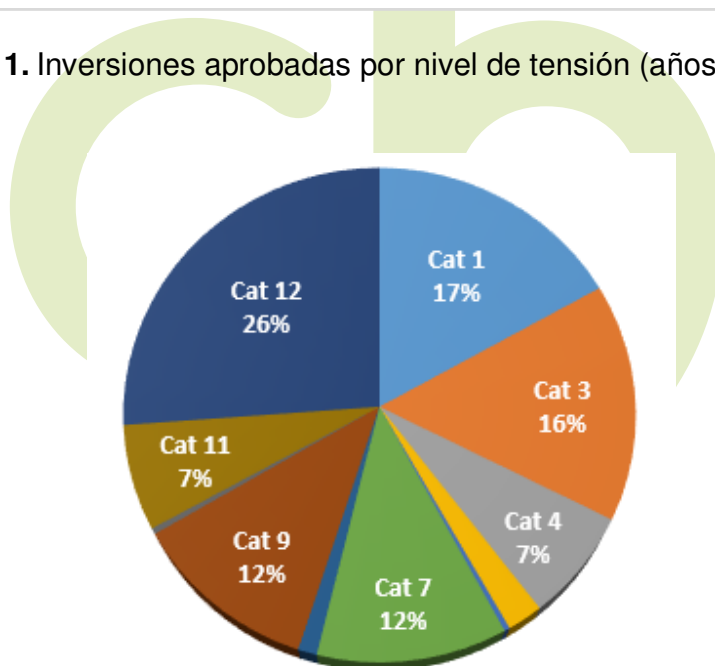


Gráfico 12. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2019)

Para el primer año del plan de inversión, se observa que un 51% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, mientras que un 35% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema. El Gráfico 13 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.

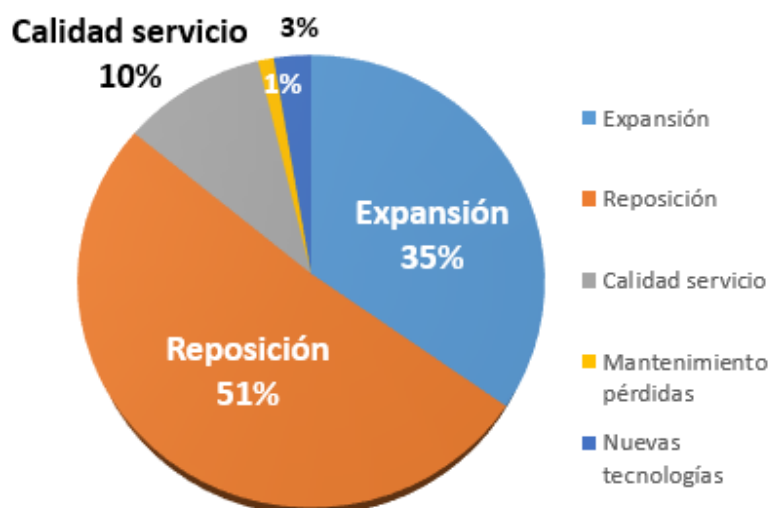


Gráfico 13. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2019)

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	2019 Aprobado	2019 Ejecutado	% Ejecución	% CRR
NT 4	16.136	24.327	151%	7,25%
NT 3	1.916	2.110	110%	0,82%
NT 2	10.683	14.271	134%	2,30%
NT 1	14.192	20.904	147%	7,20%
Total	42.927	61.612	144%	4,10%

Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2019)

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 2019 fue del 144%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 4,10% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, sin superar el 8% en ninguno de los niveles de tensión del sistema.

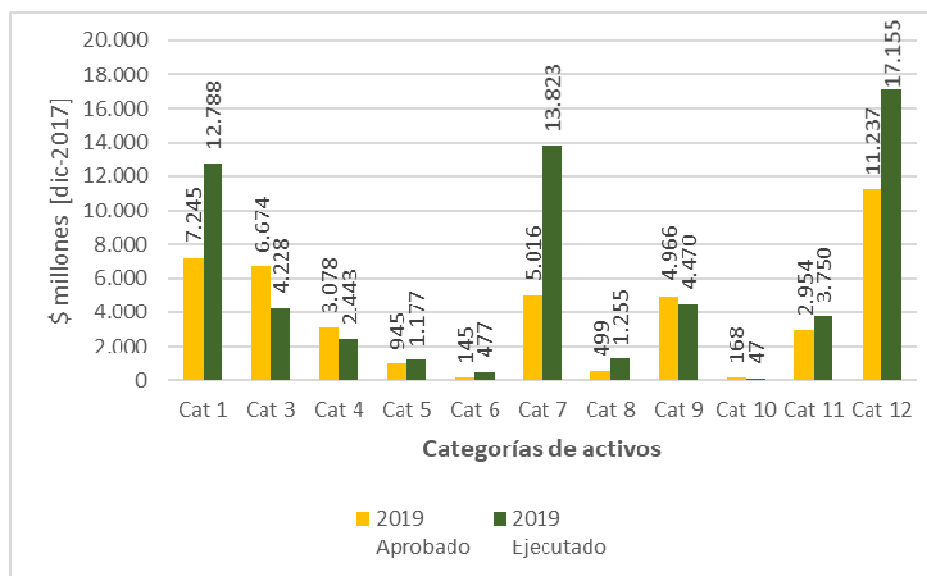


Gráfico 14. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2019)

Con relación a las categorías de activos establecidas por el regulador, el Gráfico 14 permite identificar que las categorías 1, 7 y 12 (transformadores de potencia, líneas aéreas y redes de distribución respectivamente), representan el 71% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el años 2019. El restante 29%, se distribuye especialmente entre las categorías 3, 9 y 11 (bahías y celdas, equipos de línea y transformadores de distribución respectivamente).

Las metas propuestas para los 5 años del periodo regulatorio 2019 - 2023 para la calidad media del sistema, se presentan en el **Gráfico 15** para los indicadores SAIDI y en el **Gráfico 16** para el indicador SAIFI, que representan 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.

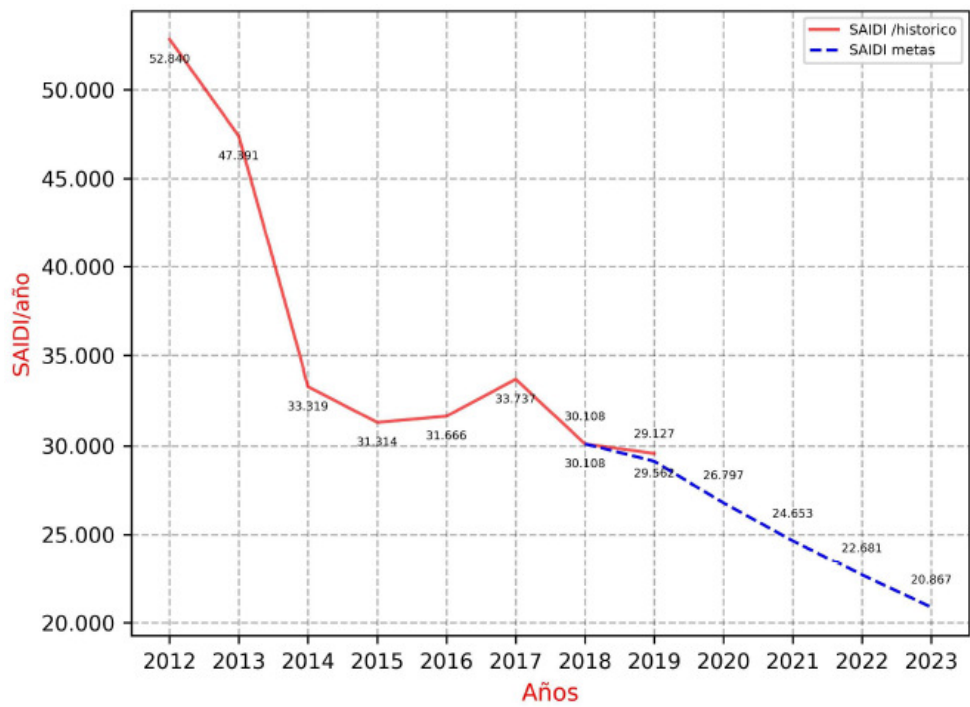


Gráfico 15. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.

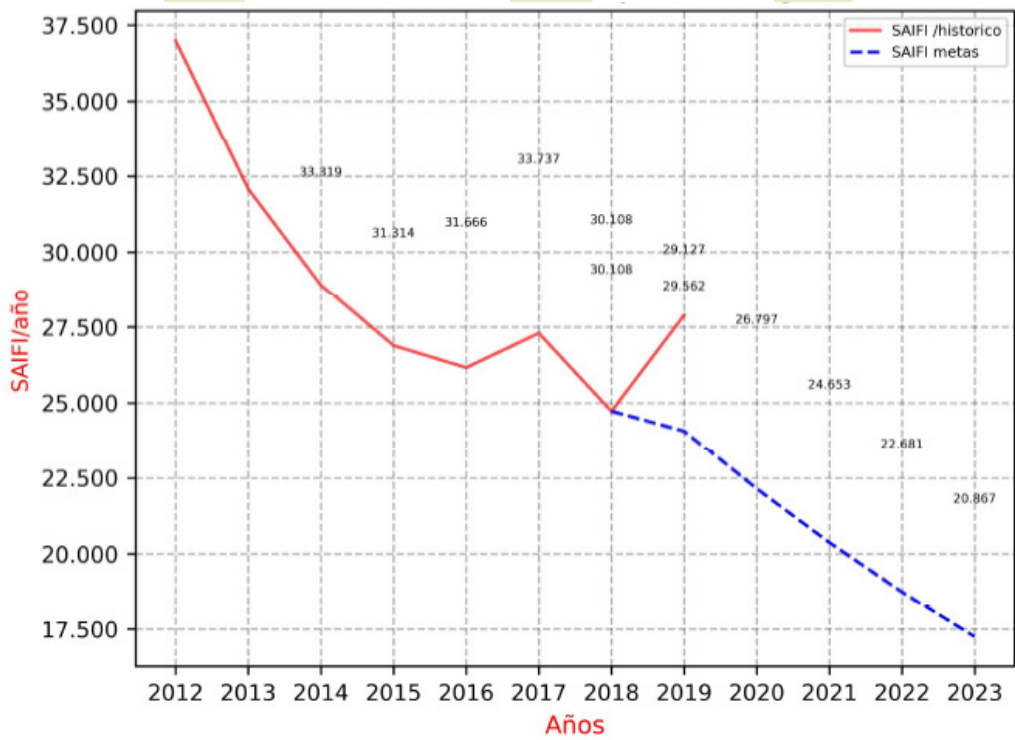


Gráfico 16. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

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 2019 fue del 144%. 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 41%.

En el marco del esquema de calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local, el indicador SAIDI acumulado a diciembre fue de 29,49 horas y el indicador SAIFI acumulado a diciembre fue de 27,88 interrupciones. En comparación con las metas establecidas en la resolución CREG 077 de 2019, para el indicador SAIDI se obtuvo una diferencia negativa de 0,361 horas y para el indicador SAIFI, una diferencia también negativa de 3,810 interrupciones, incumpliendo las metas de calidad media aprobadas por el regulador. Con relación a la calidad individual, el valor de compensación al final del año 2019 pagado por CHEC fue de \$525 millones aproximadamente.

Para el caso de las pérdidas de energía, CHEC obtuvo para el año 2019 una reducción acumulada de 16,99 GWh, obteniendo un indicador de pérdidas del Operador de Red de 7,51%, logrando sostener y ubicar el nivel de pérdidas en un valor inferior al reconocido por la regulación vigente (8,51%) y mejorando la meta establecida en un 1,08%. De acuerdo con el marco conceptual y metodológico establecido en la metodología de remuneración aplicable, CHEC ha logrado mantener el indicador de pérdidas del Operador de Red en niveles eficientes e inferiores a las definidas por la regulación, al ubicar las pérdidas de energía del nivel de tensión 1 en 7,09% frente a un 7,73% reconocido.

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	1.100
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	14.159
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	4.411
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	973
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	1.007
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	3.116
NEG0795TYDIL	Adecuación en edificación de subestaciones - OBRAS CIVILES EN SUBESTACIONES	0
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	516
PEI0152TYDCE	Tercer autotransformador trifásico 230/115/13.8 kV de 90 MVA en subestación Esmeralda	9.679
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	4.178
PEI1000TYDCE	Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia	3.620
Pga 2019	Plan de gestión de activos	168
Total		42.927

Tabla 11. Inversiones aprobadas año 2019 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:

- d) 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.
- e) En el reporte del proyecto “Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia”, se reportó sólo una unidad constructiva de las cuatro que corresponden a los transformadores de potencia que realmente componen el banco instalado.
- f) 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	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Total general
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	175	20.394	20.569
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	430	7.691	8.122
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	3.334	833	4.167
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)		6.398	6.398
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	654	1.378	2.032
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	913	47	960
NEG9997TYDLI	Compra de activos de bien futuro CHEC	29	100	129
PEI0152TYDCE	Tercer autotransformador trifásico 230/115/13.8 kV de 90 MVA en subestación Esmeralda	10.100	156	10.256
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	674	1.222	1.896

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Total general
PEI1000TYDCE	Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación Armenia	2.122	4.962	7.083
Total		18.431	43.181	61.612

Tabla 12. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2019 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.

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 2018⁸, CHEC envió a CREG el informe de avance del plan de cierre de brechas a través de oficio con radicado

⁸ Modificado por la resolución CREG 036 de 2019

20200230002952 del 01 de abril de 2020. El documento reportado al regulador, incluyó información relacionada con el estado de avance en la implementación del sistema de gestión de activos por parte de CHEC, y su contenido incluye:

- Avances en el plan de cierre de brechas (cronograma) donde se compara lo que se ha ejecutado a diciembre 31 de 2019 respecto a lo presentado en el oficio con radicado 20190230001935 del 12 de febrero de 2019.
- Avances en el grado de madurez de gestión de activos acorde a diagnóstico frente al cumplimiento de la norma ISO 55001.
- Avances en las inversiones aprobadas para la implementación del sistema de gestión de activos.

La **Tabla 13** relaciona los apartados del documento que dan cumplimiento a cada uno de los requerimientos establecidos en la Circular CREG 024 de 2020:

Requerimiento	Apartado
Línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico	4.2 Avances en el grado de madurez de gestión de activos acorde a diagnóstico frente al cumplimiento de la norma ISO 55001.
Síntesis del plan de trabajo	4.1 Avances en el plan de cierre de brechas.
Avances en su ejecución y cierre de brechas	4.1 Avances en el plan de cierre de brechas
Inversiones realizadas	4.3 Avances en las inversiones aprobadas para la implementación del sistema de gestión de activos

Tabla 13. Cumplimiento requerimientos Circular CREG 024 de 2020 (sistema de gestión de activos)

Con relación a la estrategia seleccionada para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución, se informa que CHEC actualmente desarrolla el proyecto denominado *Implantación EAM-MAXIMO*, aplicativo que soportará la información de los activos del sistema de distribución durante su ciclo de vida. La entrada en producción de este aplicativo, está planeada para febrero de 2021 y se tiene contemplado poder brindar acceso a los organismos de control para la visualización de la información de los activos en *MAXIMO*.

Para asignar el permiso de visualización de usuarios externos, se requiere disponer de la siguiente información: nombre completo, número de cedula y

empresa a la que pertenecen las personas que harán uso de la aplicación. Con esta información CHEC gestiona los accesos así:

- Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
- Asigna permisos para conexión por VPN.
- Solicitar acceso a *MAXIMO* al servidor producción
- Asigna permisos en *MAXIMO*.

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, tales como: *Map Guide*, *GTECHNOLOGY*, *SPARD*, *SGO*, *JDE módulo de mantenimiento*, 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 de la siguiente manera:

- Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
- Asigna permisos para conexión por VPN.
- Solicita acceso al servidor producción de los aplicativos a visualizar
- Asigna 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.