



**Actualización seguimiento  
Plan de Inversiones  
2020  
CODENSA S.A. E.S.P.  
Con referencia INVA Res. CREG 068-2021**

INFRAESTRUCTURA Y REDES COLOMBIA  
DESARROLLO DE LA RED  
Bogotá D.C.  
DICIEMBRE 2021

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>ANTECEDENTES.....</b>	<b>6</b>
<b>2.</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>8</b>
2.1.	DELTAS DE INFRAESTRUCTURA 2020 .....	10
2.2.	BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN-BRAFO .....	11
2.3.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	11
2.4.	GESTIÓN DE ACTIVOS .....	11
2.4.1.	<b>Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos</b> 11	
2.4.2.	<b>Avance de la Implementación del sistema de Gestión de Activos</b> .....	12
2.4.2.1.	Descripción general del proyecto de Gestión de Activos .....	12
2.4.2.2.	Implementación del Sistema de Gestión de Activos .....	12
2.5.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES.....	15
2.6.	RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR.....	15
2.7.	PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES.....	16
2.8.	BASE REGULATORIA DE TERRENOS .....	16
2.9.	COSTOS DE SERVIDUMBRES .....	17
<b>3.</b>	<b>ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS.....</b>	<b>18</b>
<b>4.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO.....</b>	<b>21</b>
4.1.	USUARIOS.....	22
4.2.	SOLICITUDES DE CONEXIÓN .....	22
4.3.	PÉRDIDAS.....	22
4.4.	OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2020 VERSUS EL PLAN 2019-2023.....	22
4.4.1.	<i>Demanda de energía y potencia</i> .....	23
4.4.2.	<i>Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)</i> .....	23
<b>5.</b>	<b>RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO.....</b>	<b>28</b>
5.1	RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN .....	28
5.2	PROYECTOS RELEVANTES .....	29
<b>6.</b>	<b>AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO .....</b>	<b>30</b>
6.1.	DESEMPEÑO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	30
6.2.	INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO .....	34
<b>7.</b>	<b>DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN .....</b>	<b>35</b>
7.1.	DESVIACIONES AGREGADAS .....	35
7.2.	PROYECTOS ADICIONALES.....	36

<b>8.</b>	<b>MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....</b>	<b>36</b>
<b>9.</b>	<b>GESTIÓN DE ACTIVOS.....</b>	<b>37</b>

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1 Inversiones por Foco de Inversión .....	8
Tabla 2.2 Deltas infraestructura .....	10
Tabla 2.3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV .....	10
Tabla 2.4 BRAFO.....	11
Tabla 2.5 Cronograma de trabajo de implementación.....	13
Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2020 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021 .....	15
Tabla 2.7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3.....	15
Tabla 2.8 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017).....	17
Tabla 2.9 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017).....	17
Tabla 2.10 Costos Socio Ambientales (pesos de diciembre 2017) .....	18
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado.....	21
Tabla 4.2 Índice de Pérdidas .....	22
Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía .....	23
Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada .....	23
Tabla 4.5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación .....	23
Tabla 4.6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación .....	25
Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación. ....	26
Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación .....	27
Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución .....	28
Tabla 5.1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión.....	28
<b>Tabla 5.2 Proyectos Relevantes .....</b>	<b>29</b>
Tabla 6.1 Calidad individual .....	32
Tabla 6.2 Transformadores que superan DIUG 2019 .....	33
Tabla 6.3 Transformadores que superan FIUG 2019 .....	33
Tabla 6.4 Inversiones asociadas a Calidad del Servicio.....	34
Tabla 6.5 Inversiones asociadas a calidad del servicio .....	34
Tabla 7.1 Desviaciones del plan de inversión .....	35
Tabla 7.2 Proyectos Adicionales 2020 .....	36

## LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios .....	22
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2020 .....	24
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación - año 2020 .....	25
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2020 .....	26
Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2020.....	27
Gráfica 6-1 SAIDI (Horas).....	31
Gráfica 6-2 SAIFI (#).....	31

# 1. ANTECEDENTES

El presente informe de ejecución de inversiones tiene los siguientes antecedentes:

- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2018-007284 del 19 de julio de 2018, CODENSA S.A. E.S.P. solicitó a la Comisión la aprobación de los ingresos asociados con el Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local que opera la empresa.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2019-014222 del 30 de diciembre de 2019, CODENSA S.A. E.S.P. solicitó la primera revisión del plan de inversiones para el periodo 2020-2024.
- La Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020 “Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por CODENSA S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 189 de 2019”, vigente desde el 25 de junio de 2020 y publicada en la página de la Comisión y en el Diario oficial el 30 de junio de 2020.
- La Comisión inicio la actuación administrativa mediante el Auto del 21 de agosto de 2018, la cual adelantó dentro del expediente 2018-0131.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2020-010490 del 31 de agosto de 2020 CODENSA S.A. E.S.P. solicitó a la comisión la segunda modificación del Plan de Inversiones para el periodo 2021-2025 y la aprobación de los ingresos asociados con el Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local que opera la empresa.
- El 21 de septiembre de 2020 CODENSA S.A. E.S.P. atendió el requerimiento de la CREG S-2020-004748 en el cual la Comisión solicitaba justificaciones sobre la primera revisión del Plan de Inversiones radicada el 30 de diciembre de 2019.
- Mediante el Aviso 064 del 9 de octubre de 2020 la CREG inicio la actuación administrativa para la modificación del Plan de Inversiones.
- De acuerdo con los dispuesto en el Capítulo 6.5 de la Res. CREG 015 de 2018, el OR deberá presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados en los términos de la Circulares CREG 024 y 047 de 2020, el cual fue presentado en los medios dispuestos por el Regulador el 31 de marzo del 2021.
- Mediante la Resolución CREG 068 de 2021, donde se modifica el Artículo 3 de la Res. CREG 189 de 2020; la Comisión aprobó el plan de inversiones solicitado el 31 de agosto del 2020 con radicado CREG E-2020-010490 donde se modifica el horizonte de inversión 2021-2025, además se modifican en el INVA los valores aprobados para el año 2020, teniendo en cuenta la modificación solicitada el 31 de diciembre del 2019.
- El 18 de agosto del 2021 en comunicación de CREG con radicado S-2021-003615, la Comisión expresa: “(...) dado que el año 2020, además de encontrarse afectado por el error, tenía ajuste al plan de inversiones, entendemos que las diferencias encontradas por su empresa para ese año (...) se originan en que el cálculo de ese año debe mantenerse sin la corrección hecha con base en el artículo 126. Para ello, se halla la diferencia en el valor original antes y después de la corrección del error, y se mantiene dicha diferencia después de hacer el ajuste del plan de inversiones solicitado para ese año”; de esta manera no es posible realizar el ajuste en el INVA para el año 2020, fundamentado en el artículo 126 de la Ley 142 y se entiende que no se

corregirá vía resolución, no obstante, el OR debe tener presente esta diferencia en el reporte de sus ejecuciones del año 2020.

- De acuerdo con la modificación realizada al INVA en la Resolución CREG 068 de 2021, y en aras de brindar una información actualizada y real con respecto a lo aprobado por la Comisión; el OR actualiza el informe enviado el 31 de marzo de 2021.

## 2. RESUMEN EJECUTIVO

En cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019 y de conformidad con las Circulares 024 de 2020 y 047 de 2020, en este documento se presenta el informe y los formatos de las inversiones ejecutadas en el año 2020, acorde con el plan de inversiones 2019-2023 aprobado por la CREG en la Resolución 068 de 2021, de esta manera es actualizado el informe enviado a la Comisión el 31 de marzo del 2021, teniendo en cuenta que lo presentado en dicho informe corresponde al avance con respecto a la Res. CREG 122 del 2020, la cual no contemplaba la modificación solicitada por CODENSA el 30 de diciembre de 2019, donde se planteaba una primera revisión al Plan de Inversiones para el período 2020-2024. De esta manera en el presente documento se contemplan todos los valores y proyectos aprobados en la Res. CREG 068 de 2021.

A continuación, se visualiza una comparación para el año 2020 entre el Plan de Inversiones aprobado (INVA) y las inversiones ejecutadas (INVR). Es importante destacar que CODENSA en cumplimiento de sus funciones como OR realizó la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo su SDL y STR asegurando la atención de la demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Las inversiones aprobadas (INVA), planeadas (INVP) y ejecutadas (INVR) mostradas en el presente informe no consideran los proyectos del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC).

Tabla 2.1 Inversiones por Foco de Inversión

Foco de Inversión	INVA	INVR
Calidad del servicio	139.568.737.975	124.641.254.167
Expansión	183.057.481.907	110.105.555.636
Gestión de Activos	7.322.018.528	540.000.000
Planes Ordenamiento Territorial	18.080.484.789	40.490.198.182
Reposición	103.899.433.822	99.629.994.999
Diferencia en valoración <sup>1</sup>	17.722.967.999	0
<b>Total</b>	<b>469.651.125.021</b>	<b>375.407.002.984</b>

Valores en pesos de diciembre de 2017

La diferencia en valoración corresponde al delta entre los valores aprobados en el artículo 3 de la Res. CREG 068 de 2021 y los valores entregados por la CREG adjuntos a la comunicación S-2021-003615.

<sup>1</sup> El 18 de agosto del 2021 en comunicación de CREG con radicado S-2021-003615, la Comisión expresa: “(...) dado que el año 2020, además de encontrarse afectado por el error, tenía ajuste al plan de inversiones, entendemos que las diferencias encontradas por su empresa para ese año (...) se originan en que el cálculo de ese año debe mantenerse sin la corrección hecha con base en el artículo 126. Para ello, se halla la diferencia en el valor original antes y después de la corrección del error, y se mantiene dicha diferencia después de hacer el ajuste del plan de inversiones solicitado para ese año”; de esta manera no es posible realizar el ajuste en el INVA para el año 2020, fundamentado en el artículo 126 de la Ley 142 y se entiende que no se corregirá vía resolución, no obstante, el OR debe tener presente esta diferencia en el reporte de sus ejecuciones del año 2020.

En el año 2020 entraron en operación proyectos que tenían la fecha de energización proyectada para 2019, entre los que se encuentran: La nueva subestación AT-MT Compartir y sus redes asociadas, las nuevas subestaciones MT-MT Cabrera, Tabacal y Panagua, las ampliaciones de las subestaciones Mosquera, Centros Satélite, reposición de celdas en las subestaciones Usaqué, Veraguas, entre otros. A continuación, se indica una breve explicación/justificación por foco de inversión considerando el ajuste presentado en diciembre de 2019.

- **Proyectos Plan de Ordenamiento Territorial (POT):**

Se ejecutaron mayores inversiones en canalizaciones y subterranización de redes tanto en el distrito capital como en los municipios del área de influencia atendida por de ENEL CODENSA en concordancia con las necesidades de las entidades gubernamentales.

- **Plan de Calidad:**

Las inversiones ejecutadas durante 2020 aseguraron el cumplimiento de las sendas de calidad de servicio y de los compromisos adquiridos con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en términos de duración de las interrupciones (SAIDI) y frecuencia de las interrupciones (SAIFI).

- **Gestión de Activos:**

La diferencia entre el INVA y el INVR corresponde a la UC NOP40 antes NOGA6 (Activos SGA Codensa - MODULO GRID) que tuvo entrada en operación en 2019 tal como fue aprobada en la Res. CREG 189 de 2019.

- **Reposición de Activos:**

Las inversiones en reposición del año 2020 están asociadas a la normalización, modernización y reposición de equipos e infraestructura en subestaciones y en la red de media y baja tensión, entre los que están las celdas, reconectores, protecciones, servicios auxiliares, transformadores de potencia y de distribución, conductores, postes, entre otros. Atendiendo así los requerimientos de reposición de activos con riesgo operativo o que han cumplido su vida útil para asegurar la prestación del servicio con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

- **Demanda/Expansión:**

ENEL CODENSA ha cumplido con los requerimientos de conexión de nuevos clientes recibidos durante 2020 y adicionalmente ha ejecutado las inversiones necesarias en la ampliación de redes e infraestructura para atender la demanda del área de influencia.

Estas inversiones en activos de uso con ampliación de la red han permitido la conexión de 48.592 de los 92.231 nuevos clientes incorporados en el 2020, llevando a cabo expansiones y reconfiguraciones en la red aérea y subterránea de media y baja tensión, la instalación y reemplazo de transformadores de distribución para la prestación del servicio de energía eléctrica con calidad, seguridad y confiabilidad, con criterios de eficiencia técnico-económica y cumpliendo las políticas de seguridad y medioambientales en el área de influencia en la que CODENSA S.A. E.S.P. como OR es el responsable.

A continuación, se presenta un análisis general de los proyectos más relevantes relacionados con atención de la demanda:

- **Ampliación Capacidad MT:** Menores requerimientos de ampliación de capacidad en media tensión debido a cambios en la demanda proyectada, en parte debido al impacto de la pandemia por COVID 19.
- **Proyecto Chía Redes:** Proyecto con entrada en servicio parcial debido a dificultades y restricciones en la ejecución por el aseguramiento en la continuidad del servicio de cargas sensibles.
- **Conexiones Masivas y Grandes Clientes:** se realizó la conexión de los clientes que solicitaron factibilidades con menores requerimientos de expansión de la red de MT y BT, en parte debido al impacto de la pandemia por COVID 19.
- **Portugal Redes:** Se conectaron tres circuitos en MT, los demás circuitos están en ejecución debido a dificultades en la gestión de permisos requeridos para la construcción.
- **San José Redes:** Se han venido realizando inversiones en la red de media tensión, no obstante, su ejecución se articula con el avance del proyecto de la subestación San José.

## 2.1. Deltas de infraestructura 2020

A continuación, se ilustra la variación en cantidad de activos entre el INVA e INVR, los cuales fueron motivados bien por reemplazos o instalación de nuevos activos, en la siguiente tabla se destacan los principales deltas por tipos de infraestructura ejecutados en las inversiones en el año 2020 con respecto al plan 2020-2024 diciembre de 2019, indicando el valor planeado en el INVA 2020 y el valor logrado en el INVR 2020:

Tabla 2.2 Deltas infraestructura

NIVEL DE TENSIÓN	INVA		INVR	
	KM DE CANALIZACIÓN	KM DE LÍNEA	KM DE CANALIZACIÓN	KM DE LÍNEA
1 - BAJA TENSIÓN	0	1.457	13	784
2- MEDIA TENSIÓN	54	578	112	537
3- MEDIA TENSIÓN	31	14	7	101
4- ALTA TENSIÓN	0	10	0	15
<b>TOTAL</b>	<b>85</b>	<b>2.059</b>	<b>132</b>	<b>1.437</b>

Para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y 3), a continuación, se ilustra un breve resumen de infraestructura en la red de media tensión.

Tabla 2.3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV

KPI	INVA		INVR	
	NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN	
	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT
<b>KM DE CANALIZACIÓN</b>	54	31	83	7

KPI	INVA		INVR	
	NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN	
	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT
KM DE LINEA	578	14	220	53
KM RAMMING	1,19	0	0,94	0
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	6	3	10	2

## 2.2. Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación-BRAFO

Las inversiones durante el año 2020 en proyectos de reposición de activos han generado una valoración de BRAFO por 94.723.670.278 distribuida en los niveles de tensión como se muestra en la tabla 2.11.

Tabla 2.4 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
1	29.957.979.959
2	51.277.348.726
3	5.248.265.919
4	8.240.075.674
<b>Total</b>	<b>94.723.670.278</b>

El Pareto de la BRAFO se encuentra en los niveles de tensión 1 y 2 con un porcentaje de 31,63% y 54,13% respectivamente; dentro del nivel de tensión 1 la categoría que presenta mayor reposición es la 11 que corresponde a los transformadores de distribución y en el nivel de tensión 2 se encuentra en la categoría 7 específicamente los postes.

Adicionalmente con el modelo de seguimiento y control establecido para la gestión de la BRAFO, se realiza el análisis de las causas de salida y los circuitos que presentan mayor reposición con el objetivo de determinar las desviaciones con respecto al plan de inversión y las necesidades de inversión de manera focalizada.

## 2.3. Mantenimiento de Pérdidas

El nivel de pérdidas de CODENSA S.A. E.S.P. se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes por lo que no se presentó un plan de reducción de pérdidas.

## 2.4. Gestión de Activos

### 2.4.1. Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos

Los sistemas de información para gestión de activos se les han realizado correcciones para un adecuado funcionamiento de acuerdo con lo solicitado por los usuarios. Su arquitectura se mantiene para la gestión de los activos de distribución de la empresa, centralizando la información que funciona como

base de datos general y global que permite realizar consultas a través de diferentes aplicativos. Estos aplicativos son utilizados por personal interno y de empresas contratistas en las diferentes etapas del ciclo de vida del activo del sistema de distribución.

## 2.4.2. Avance de la Implementación del sistema de Gestión de Activos

### 2.4.2.1. Descripción general del proyecto de Gestión de Activos

El proyecto de gestión de activos tiene previsto en el alcance las actividades, sistemas, herramientas y activos necesarios para la implementación y certificación acorde con la norma ISO 55001 en el plazo establecido por la resolución CREG 015 de 2018.

Está dividido en dos etapas:

- Implementación del sistema de gestión de activos.
- Implementación de los sistemas de la información para la gestión de activos.

Las dos etapas se están desarrollando de forma paralela y coordinada retroalimentándose en cada fase de ejecución.

### 2.4.2.2. Implementación del Sistema de Gestión de Activos

#### 2.4.2.2.1. Metodología de implementación

La metodología de implementación cuenta con cuatro etapas para el desarrollo del Sistema de gestión de activos conforme a la norma ISO 55001:

- Diagnóstico del Sistema de gestión de activos de Enel Codensa.
- Implementación estratégica del Sistema de gestión de activos.
- Implementación táctica del Sistema de gestión de activos.
- Implementación operativa del Sistema de gestión de activos.

Las tres etapas subsiguientes al diagnóstico se implementan ampliando el alcance del portafolio de activos. El portafolio de activos se define de la siguiente forma:

- AT.
- AT + MT.
- AT + MT+ BT.

Con esta metodología se espera:

- Obtener objetivos de corto plazo que permita demostrar el éxito de la metodología.

- Enfocar los esfuerzos de implementación a un grupo de personas y procesos.
- Permitir opciones de mejora sobre el método de implementación en cada etapa sin afectar significativamente los objetivos obtenidos.
- Separar las brechas que se tienen frente al modelo de gestión ISO 55001, dado que cada nivel de tensión es un grupo que tiene: ritmos de trabajo, estrategias de mantenimiento y de inversión diferentes.

#### 2.4.2.2.2. Cronograma de implementación del Sistema de gestión de activos

El cronograma de implementación presentado en la tabla 1 contiene la consecución general de las etapas de implementación planteadas. El detalle de cada actividad se envía dentro del informe de avance de implementación del Sistema de gestión de activos conforme a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018.

**Tabla 2.5 Cronograma de trabajo de implementación**

ACTIVIDADES DEL PROYECTO	2ST-19	1ST-20	2ND-20	1ST-21	2ND-21	1ST-22	2ND-22
Diagnóstico SGAC							
Implementación estratégica del SGAC AT							
Implementación táctica del SGAC AT							
Implementación operativa del SGAC AT							
Alineación riesgos técnicos AT							
Ajuste estrategia del SGAC AT+MT							
Implementación táctica del SGAC MT							
Implementación operativa del SGAC MT							
Alineación riesgos técnicos MT							
Ajuste estrategia del SGAC AT+MT+BT							
Implementación Táctica del SGAC AT+MT+BT							
Implementación Operativa del SGAC AT+MT+BT							
Alineación riesgos técnicos BT							
Alineación Riesgos Técnicos AT+MT+BT							

#### 2.4.2.2.3. Avance de la Implementación del Sistema de gestión de activos

##### Marco estratégico

En el marco estratégico del proceso de implementación y certificación del Sistema de gestión de activos se han fortalecido los principales aspectos, tales como: la Política del Sistema de Gestión Integrado, evidenciando el compromiso para el entendimiento y apropiación de dicha política para gestionar los activos industriales en todo su ciclo de vida frente al costo, riesgo y desempeño, cumpliendo los requisitos legales aplicables. Durante el año 2020 se realizan diferentes actividades para divulgar dichos

principios a todo el personal de la línea de negocio I&N, tales como socializaciones, talleres y publicaciones a las partes interesadas a través de la página web; el Plan estratégico de Gestión de activos (PEGA), el cual se actualizó incluyendo el portafolio de activos correspondiente a los activos de MT y los mecanismos de medición y seguimiento al desempeño de los objetivos establecidos para MT; el comité de gestión de activos, mecanismo de liderazgo y seguimiento de acciones de mejora frente al Sistema, en el cual se elevan temas relevantes frente al proceso de certificación; definición de objetivos del SGAC y la alineación con la Política para dar cumplimiento a los planes de gestión de activos, los cuales fueron definidos durante el año 2020 y se enmarcaron dentro de la estrategia del Sistema y en concordancia con los planes estratégicos como son el plan de inversiones y el plan de Operación y Mantenimiento.

#### Marco táctico

Para el año 2020 se adelantaron diferentes actividades a nivel táctico en el proceso de implementación y certificación del Sistema dentro de las cuales se contempla la realización de la primera auditoria interna para los activos AT, escenario que permitió dar cumplimiento a uno de los hitos para este proceso, así como conocer las fortalezas y oportunidades de mejora para los procesos involucrados en el ciclo de vida del activo y frente al plan de trabajo propuesto para lograr la certificación. De igual manera, se adelantaron diversos escenarios de formación y comunicación, con el objetivo de fortalecer la gestión de cambio cultural y apropiación de los conocimientos y desafíos que trae este Sistema y el nuevo modelo regulatorio, estas iniciativas abarcaron escenarios tanto virtuales como presenciales, permitiendo llegar a más personas a nivel interno y a nivel externo incluyendo a las empresas contratistas. Así mismo, se planteó un esquema de socializaciones hacia los procesos que les permitió mejorar su toma de conciencia frente a los aspectos relevantes del Sistema, su alineación frente a los objetivos organizacionales y su involucramiento en los planes de gestión de activos.

#### Marco operativo

Durante el año 2020 se avanza en el plan “Diseño e implementación de modelos de estimación del índice de salud y vida útil remanente para los activos de mayor criticidad”, se continuó con los modelos para líneas de alta tensión e interruptores de alta tensión, teniendo en cuenta condiciones mecánicas, físicas, índices de salud, pruebas e inspecciones como parámetros que se utilizan para estimar la condición de los activos.

El avance de implementación para el 2020 fue del 77% cumpliendo las fases 1 y 2.

En respuesta a una necesidad regulatoria, operativa y económica, se creó un modelo y dashboard para la gestión y control de la BRAFO (Base Regulatoria de Activos Fuera de Operación).

En el capítulo 10 se describe el contenido del informe del 2020 sobre el Sistema Gestión de activos.

## 2.5. Unidades constructivas especiales

Con base en lo establecido en el capítulo 14 “UC para valoración de activos nuevos” “Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados” CODENSA S.A E.S.P. solicitó ante la comisión un conjunto de unidades constructivas especiales para ser construidas a partir del año 2019, algunas de las cuales fueron aprobadas y por lo tanto construidas y puestas en operación en el primer año del plan de inversiones. Ante esto la comisión por medio de las circulares 024 de 2020 y 047 de 2020 solicitó a los OR adjuntar los soportes de los costos reales de estas intervenciones con el objetivo de hacer el ajuste definitivo a los costos reconocidos para cada UC especial.

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas aprobadas en la Res. 068/2021 que se pusieron en operación durante el 2020:

**Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2020 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021**

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad construida	Unidad de Medida
<b>N2L140</b>	Km de canalización 6X6 Distrito Capital	28,5	km
<b>N2L141</b>	Canalización urbana tecnología Ramming 36" y 9x6"	0,94	km
<b>N2EQ41</b>	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	23	un
<b>N0P46</b>	Activos SGA Codensa - BASE REGULATORIA DE ACTIVOS	1	Un

## 2.6. Resumen comparación Con Valores de Costo de Reposición de Referencia CRR

El límite para las inversiones en los niveles de tensión 1,2 y 3 corresponde a máximo el 8% del Costo de reposición de referencia, se cumple el límite tanto para las inversiones aprobadas como por lo aprobado en la CREG 068/21 ya que corresponden al 4% del CRR y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 4% del CRR.

**Tabla 2.7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3**

Variable	CRR
<b>CRRj</b>	9.374.981.768.489
<b>Crrj,4</b>	1.587.700.254.366
<b>Crrj,3</b>	807.211.130.624
<b>Crrj,2</b>	4.592.517.240.313
<b>Crrj,1</b>	2.387.553.143.187

<b>8% del CRR</b>	749.998.541.479
-------------------	-----------------

Comparación CRR Vs INVA e INVTR Niveles de tensión 1,2 y 3

	INVA	INVTR
<b>Nivel de tensión 1</b>	54.854.538.510	68.311.337.707
<b>Nivel de tensión 2</b>	265.804.161.373	227.031.590.934
<b>Nivel de tensión 3</b>	76.274.716.054	38.986.449.269
<b>Total</b>	<b>396.933.415.937</b>	<b>334.329.377.911</b>
<b>CRR Vs INVA e INVTR</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>

## 2.7. Proyectos Expansión de Cobertura en zonas Interconectables

CODENSA S.A. E.S.P. ha ejecutado inversiones en zonas interconectables, sin embargo, estas no se consideran en el presente informe ya que de acuerdo con la aclaración de la CREG en el taller desarrollado el 19 de junio de 2020, convocado a través de la Circular 047 de 2020, el Ministerio de Minas y energía está en proceso de definición los lineamientos y procedimientos para la aprobación de las inversiones de proyectos de expansión de cobertura. En cualquier caso, de ser necesario, se puede remitir la información que sea solicitada sobre este particular

## 2.8. Base regulatoria de terrenos

Para el plan de inversiones ejecutado y de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 la base regulatoria de terrenos se calculó teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Solamente se presentan terrenos que son propiedad de CODENSA, los valores catastrales se presentan con base en los valores de predios ya comprados, promesas de compraventa y con base en información de costo en \$/m<sup>2</sup> sobre el área de interés, información que registra el área de Gestión Inmobiliaria de la compañía.
- El cálculo del costo/m<sup>2</sup> se tomó con base en el área real de los terrenos.
- Las áreas reconocidas para cada UC por subestación en el nivel de tensión *n*, se calcularon con los valores de la Res. 015 de 2018, capítulo 14. Se incluyen las áreas de transformadores dentro del cálculo de las áreas eficientes por subestación.

De acuerdo con los aspectos relacionados anteriormente, a las SE que entraron en operación y al movimiento de UCC que implicaban cambio de sus áreas típicas, se adjunta la Tabla 2.8 con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos del plan de inversiones ejecutado en 2020:

**Tabla 2.8 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)**

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
<b>BRT</b>	32.136.007	10.091.025	15.677.897	<b>57.904.930</b>

Cómo la variable BRT es una suma acumulada, se realizó la adición del BRT 2020 (ver tabla Tabla 2.8) con la BRT aprobada en la Res. 122/2020, se adjunta la Tabla 2.9 con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos acumulada a 2020:

**Tabla 2.9 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)**

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
<b>BRT</b>	4.808.556.716	650.858.471	2.456.326.953	<b>7.915.742.141</b>

## 2.9. Costos de Servidumbres

De acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 en el Capítulo 14, los costos socio ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto de la siguiente manera:

- Cuando dichos costos sean menores o iguales al 5% del valor de las UC de los activos relacionados, se reconocerán de acuerdo con lo reportado mediante los comprobantes de costo que correspondan.
- En el caso de las servidumbres cuyo valor exceda el 5% del costo de las UC del proyecto, serán reconocidos de acuerdo con la escritura pública que se constituya según el valor que se determine a través de sentencia judicial. Los costos sociales o ambientales que superen el 5% del costo de las UC del proyecto serán reconocidos según la mejor alternativa aprobada por la ANLA o la autoridad que corresponda en cada caso.

Para el plan de inversiones ejecutado en 2020 en la Tabla 2.10 se relacionan los costos socio ambientales incurridos para la puesta en operación de los activos de la SE Portugal y sus líneas de alimentación, así como las líneas de la SE Compartir y una servidumbre para la línea Faca-Villeta.

**Tabla 2.10 Costos Socio Ambientales**

Nivel de tensión	Concepto del costo CSS	Relación costo CSS/Valor Activo	Justificación
N4	Servidumbre Línea AT Faca - Villeta	100%	Servidumbre de energía eléctrica. Escritura 1131 de 11 de septiembre 2019.
N4	Servidumbre Línea AT Tramo Tejares Subestación Compartir	73%	Servidumbre de energía eléctrica. Escritura 4139 de 17 septiembre 2019.
N4	Servidumbre Línea AT Tramo Las Vegas Subestación Compartir		Servidumbre de energía eléctrica. Escritura 4101 de 22 noviembre 2017.
N4	Servidumbre Terreno Subestación Portugal (con línea Ilegada)	21%	Servidumbre de energía eléctrica. Escritura 1457 de 16 octubre 2020.
N5	Imposición Servidumbre Línea Portugal Subestación Portugal	180%	Imposición Servidumbre de energía eléctrica del 10 de mayo de 2019 Juzgado 28 del círculo de Bogotá

### 3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Pese a la coyuntura actual que vive el país por la propagación del COVID-19 y las medidas de aislamiento implementadas, Enel-Codensa avanzó, de manera significativa, durante el año 2020 en la implementación del plan de inversiones robusteciendo y flexibilizando la infraestructura eléctrica, sorteando los distintos retos en cuanto a los protocolos y medidas de seguridad para garantizar la salud de los trabajadores, contratistas y clientes, algunas restricciones (acceso restringido) y mayores tiempos en la gestión de permisos, ejecución, entre otros. Es así como los resultados de las inversiones realizadas se ven reflejados en la continuidad de la prestación del servicio con calidad, confiabilidad y seguridad, la atención de la nueva demanda, destacándose la mejora en los indicadores de calidad del servicio. A continuación, se resumen los beneficios que reciben los usuarios en el corto y mediano plazo por las inversiones realizadas:

- Impulsar y contribuir con el desarrollo de la ciudad-región y el área de influencia en la que atiende el servicio Codensa como OR, implementando la infraestructura eléctrica que ha permitido abastecer con calidad y eficiencia los requerimientos energéticos de 3.624.024 usuarios, de los cuales 92.231 se incorporaron en el 2020.
- El abastecimiento de 13.261 MWh en demanda de energía, con una disminución de 666 MWh (5%) en el 2020 frente al año 2019. De esta demanda 7.851 MWh corresponde a consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 5.410 MWh fueron consumo residencial.
- La atención de una demanda máxima de potencia en el 2020 fue de 2.308 MW, es decir, 15 MW menos con respecto al año 2019 (reducción del 0,6%). La disminución de la demanda se ha visto

afectada por las medidas implementadas por el COVID-19 y el impacto de estas en las actividades económicas.

- Para la atención del servicio y conexión de 48.592 de los 92.231 nuevos usuarios, se hicieron expansiones y reconfiguraciones en la red aérea y subterránea de media y baja tensión, la instalación y reemplazo de transformadores de distribución.
- En calidad del servicio (calidad media del sistema) que se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios anualmente, las mejoras con respecto a la meta regulatoria (13,9 horas) estuvieron 4,63 horas por debajo llegando a 9,26 horas en el tiempo de interrupción del servicio y en frecuencia disminuyó en 3,37 veces respecto a la meta regulatoria (12,24 veces) llegando a 8,87 veces.
- Mitigación del riesgo y el impacto en la atención del servicio mediante la reposición de activos y la implementación de nuevas tecnologías, lo que se refleja en reducción de tiempos en la demanda no atendida (disminución de fallas del servicio, menores tiempos de afectación y disminución en el número de usuarios).
- La renovación e implementación de nuevas tecnologías en telecontrol, protecciones, la gestión de protecciones, entre otros, ha contribuido a que de forma remota y en menor tiempo se identifiquen fallas/eventos en la infraestructura, logrando disminuir los tiempos para el restablecimiento del servicio.
- Atención de la demanda requerida para la ampliación de la PTAR Salitre desde la nueva SE Portugal y fortalecimiento de red de MT para mejorar calidad del servicio de la zona occidente de la ciudad.

En el mediano plazo, Enel-Codensa continuará con las inversiones en la infraestructura eléctrica buscando su fortalecimiento, tener una red flexible y resiliente con la transformación y los desafíos en la confiabilidad que se derivan de la transición energética.

Entre los proyectos se encuentran los siguientes orientados a la movilidad, el desarrollo urbano y rural y ambiental:

### **Bogotá**

- El POT 2018-2030: Con el desarrollo de los Planes parciales que busca aumentar el acceso a vivienda digna, espacio público y equipamientos de la población vulnerable en suelo urbano y rural a través de la promoción de 45.000 viviendas VIS y VIP para el 2024. Se destacan polos de desarrollo de vivienda como LAGOS DE TORCA en el norte de la ciudad, en el Centro se localiza el proyecto Triángulo de Fenicia y San Bernardo, planes zonales, de reordenamiento, entre otros.

- La construcción de nuevas subestaciones AT-MT con el objetivo de continuar en la senda de mejora de la calidad del servicio y la atención de nueva demanda.
- En la revitalización del Centro de la Ciudad (renovación y desarrollo urbano) continuar con la conversión del sistema de 57,5 kV a 115 kV.
- Alimentar la nueva carga de la primera línea del Metro de Bogotá que incluye el Traslado Anticipado de Redes (TAR) y el traslado y ampliación de la subestación Calle Primera.
- Se encuentra en desarrollo la infraestructura para atender la demanda asociada a los patios de recarga de buses eléctricos del SITP localizados en Usme, San Cristóbal, Fontibón, Suba y Tunjuelito.
- Desarrollo vial de Bogotá.
- Proyectos empresariales, industriales y residenciales como el Aeropuerto El Dorado II y otros.
- Entre otros.

### **Cundinamarca y Región**

- REGIOTRAM, será un sistema de tren eléctrico ligero que movilizará cerca de 130.000 pasajeros/día (alrededor de 40 millones pasajeros/año), entre los municipios de la Sabana Occidente y Bogotá. Se extenderá por 39,6 km, de los cuales 24,9 km se encuentran en la zona suburbana y 14,7 km en la zona urbana, y conectará los municipios de Funza, Mosquera, Madrid y Facatativá con la Ciudad de Bogotá.
- Extensión Transmilenio NQS – Soacha, FASES II Y III, mejorando mejora los tiempos de desplazamiento y contribuye a la consolidación de la Región.
- Interconexiones viales, entre las que se encuentran: Autopista al Llano, perimetral oriental de Cundinamarca, Avda. Longitudinal de occidente.
- Proyectos regionales: Ciudad nueva, Ciudad Paz, ciudad Río, Ciudad Mosquera, ciudad Norte, ciudad Bosa-Soacha.
- Desarrollo urbanístico y de turismo en la zona de Girardot y La Mesa.
- Planta de Tratamiento de Aguas Residuales PTAR Canoas y la planta EAR en Soacha que se atenderán con la nueva subestación Río.
- Acueducto regional La Mesa – Anapoima.
- Atención del servicio a los Data Centers de las zonas francas de Gachancipá, Tocancipá, Mosquera y Funza.

Las inversiones incluirán los requerimientos en la infraestructura eléctrica ofrecerán disponibilidad para la conexión y el aprovechamiento de los recursos de generación distribuida renovable y nuevas formas de aprovechamiento de la energía eléctrica, aportando a la diversificación de la matriz energética, y la disminución de las emisiones de dióxido de carbono.

## 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

El sistema de distribución de Codensa, está compuesto por las subestaciones con transformación 500/115 kV Bacatá y Nueva Esperanza alimentadas por las líneas del STN Primavera y Bacatá respectivamente y las subestaciones a 230/115 kV (o 34.5, 11.4 kV) Balsillas, Circo, La Guaca, Noroeste, Torca, Tunal, San Mateo, Guavio, las cuales se alimentan por el anillo de líneas de 230 kV (propiedad del GEB), dichas subestaciones alimentan el anillo en 115 kV conformado por 878 km de línea incluidas las de 57.5 kV que alimentan 59 SSEE AT-MT. La red de media tensión que se alimenta de las subestaciones AT-MT, dispone de niveles de tensión 34.5, 13.2 y 11.4 kV. El nivel de 34.5 kV se utiliza en la zona urbana para alimentar clientes industriales y en la zona rural para la conexión de subestaciones MT-MT. En 11.4 kV se alimentan los circuitos primarios de distribución urbana y rural y el nivel de 13.2 kV se utiliza en zonas rurales.

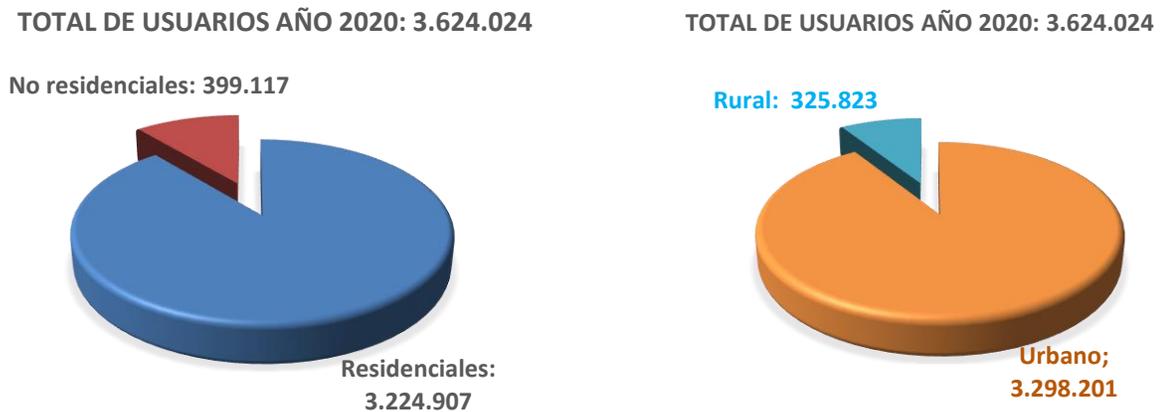
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado

Tipo de infraestructura	Clasificación	2020
Subestaciones	Cantidad total	174
	Transformación total (MVA)	10.922
	Cantidad nivel 220 kV /230 kV - mayor nivel de tensión presente	10
	Cantidad nivel 4 - mayor nivel de tensión presente	56
	Cantidad nivel 3 - mayor nivel de tensión presente	108
	Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 Kv	5.322
	Transformación (MVA) nivel 4	4.829
	Transformación (MVA) nivel 3	771
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	878
	Total nivel de tensión 3 (km)	2.053
	Total nivel de tensión 2 (km)	28.402
	Total nivel de tensión 1 (km)	36.084
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	878
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	1.848
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	24.334
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	34.946
	Cantidad nivel de tensión 4 subterráneas (km)	0
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	204
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	4.069
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	1.138

El área de influencia geográfica atendida es de 26.093,12 km<sup>2</sup> que incluye Bogotá, Cundinamarca y algunos municipios de Boyacá, Tolima, Meta y Caldas.

## 4.1. Usuarios

El mercado atendido por CODENSA S.A. E.S.P. como Operador de Red, está conformado por 3.624.024 clientes a diciembre de 2020, el 89% son residenciales y el 11% no residenciales, en zona urbana se encuentra el 91% y el 9% en zona rural. El crecimiento para el año 2020 fue de 2,5% respecto al año 2019.



Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

## 4.2. Solicitudes de conexión

De los 92.231 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 48.542 de ellos se hicieron expansiones y reconfiguraciones en la red de media y baja tensión.

## 4.3. Pérdidas

En la siguiente tabla se indican las pérdidas del sistema en el año 2020.

Tabla 4.2 Índice de Pérdidas

Aspecto	Clasificación	2020
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales de sistema (%)	8,42%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%)	9,17%

El incremento en pérdidas totales fue de 1,93% frente al 2019.

## 4.4. Operación del sistema en el 2020 versus el plan 2019-2023

A continuación, se indica el estado de operación del sistema en el año 2020, comparado con el proyectado del mismo año en el plan del 2019-2023 presentado.

- Demanda de energía y potencia.
- Cargabilidad de los principales elementos del sistema (Formato 4 – Cargabilidad de los principales elementos del sistema).

- Calidad del servicio.

#### 4.4.1. Demanda de energía y potencia

A continuación, se presenta la demanda máxima de energía correspondiente a las entradas de energía al sistema.

Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía

Año	2020-Real	2020-Proyección	2021	2022	2023
Potencia (MW)	2.308	2.393	2.420	2.468	2.513
Energía (kWh)	13.260.651	15.977.036	16.237.168	16.772.865	17.242.207

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.393 MW, la real estuvo en 2.308 MW, es decir, el crecimiento estuvo 85 MW por debajo respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2020 fue de 15.977.036 y la demanda real estuvo 2.716.385 kWh por debajo con respecto a lo proyectado.

Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada

Aspecto	Clasificación	2020
Demanda de energía	Total (MWh) <sup>(1)</sup>	13.260.651
	Usuarios residenciales (MWh) <sup>(1)</sup>	5.409.757
	Usuarios no residenciales (MWh) <sup>(1)</sup>	7.850.894
	Usuarios regulados (MWh) <sup>(1)</sup>	9.141.839
	Usuarios no regulados (MWh) <sup>(1)</sup>	4.118.812
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) <sup>(2)</sup>	45.609
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) <sup>(3)</sup>	27.550

<sup>(1)</sup> Ventas Área CODENSA S.A. E.S.P. (Ventas Comerciales + Peajes Otros Comercializadores). Fuente: Informe de Ventas y Otros Ingresos. Dpto. Información Comercial.

<sup>(2)</sup> 20 de febrero de 2020, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF). XM

<sup>(3)</sup> 1 de enero de 2020, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF). XM

#### 4.4.2. Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)

En este numeral se indican las cargabilidades de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2019-2023 y la cargabilidad presentada en el año 2020.

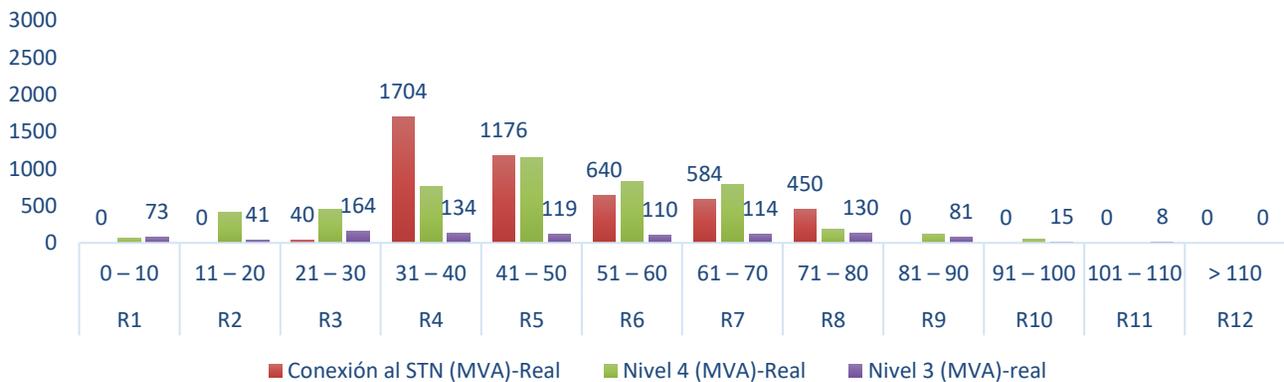
- Cargabilidad de transformadores de potencia frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.

Tabla 4.5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real Nivel 3 (MVA)	Real Total [MVA]
R1	0 – 10	0	0	0	70	0	73	143
R2	11 – 20	0	0	18	410	15	41	451

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real Nivel 3 (MVA)	Real Total [MVA]
R3	21 – 30	0	40	155	450	31	164	654
R4	31 – 40	450	1704	267	755	109	134	2593
R5	41 – 50	790	1176	423	1144	56	119	2439
R6	51 – 60	1104	640	730	830	83	110	1580
R7	61 – 70	786	584	690	789	106	114	1487
R8	71 – 80	456	450	1001	180	143	130	760
R9	81 – 90	168	0	891	120	33	81	201
R10	91 – 100	168	0	230	50	39	15	65
R11	101 – 110	56	0	40	0	5	8	8
R12	> 110	0	0	0	0	15	0	0

### Cargabilidad en Transformadores vs Capacidad Nominal Condición N - Año 2020



Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2020

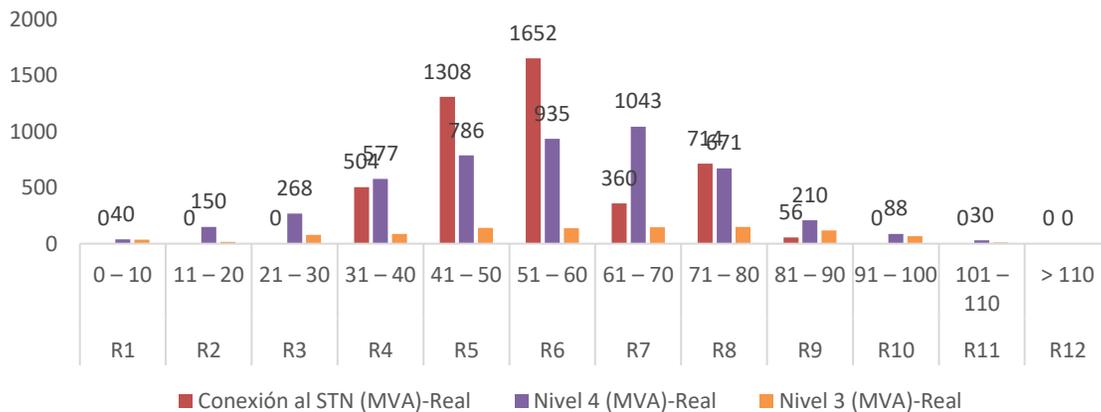
Ninguno de los TRFs de conexión al STN presentan rangos de cargabilidad > al 100. En subestaciones MT-MT el TRF D2 SE el Rosal alcanzó una cargabilidad de 108% y en la SE Sabanilla el D1 tuvo una carga de 102%.

- Cargabilidad de transformadores de potencia frente a carga máxima en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.

**Tabla 4.6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación**

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real Nivel 3 (MVA)	Total (MVA)
R1	0 – 10	0,00	40	0,0	40	0,00	35	75
R2	11 – 20	0,00	150	18,0	150	14,60	15	165
R3	21 – 30	0,00	268	155,0	268	31,00	77	345
R4	31 – 40	450,00	577	267,0	577	109,33	87	1168
R5	41 – 50	790,00	786	423,0	786	55,75	142	2236
R6	51 – 60	1104,00	935	730,0	935	83,00	139	2726
R7	61 – 70	786,00	1043	690,0	1043	105,70	148	1551
R8	71 – 80	456,00	671	1001,0	671	143,43	150	1535
R9	81 – 90	168,00	210	891,0	210	32,75	119	385
R10	91 – 100	168,00	88	229,5	88	38,60	67	155
R11	101 – 110	56,00	30	40,00	30	5,00	10	40
R12	> 110	0,00	0	0,00	0	14,50	0	0

**Cargabilidad en Transformadores STN vs Carga Máxima  
Condición N -2020**

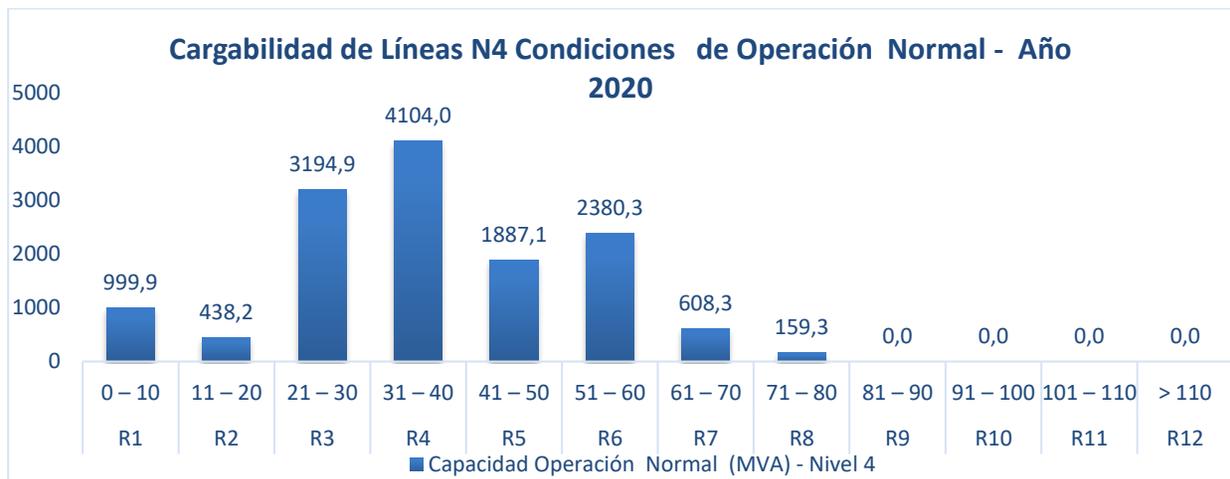


**Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación - año 2020**

- **Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.**

**Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.**

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 4	Real Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 4
R1	0 – 10	251	999,9
R2	11 – 20	1066	438,2
R3	21 – 30	1275	3194,9
R4	31 – 40	3303	4104,0
R5	41 – 50	3352	1887,1
R6	51 – 60	2408	2380,3
R7	61 – 70	1126	608,3
R8	71 – 80	377	159,3
R9	81 – 90	648	0,0
R10	91 – 100	0,0	0,0
R11	101 – 110	0,0	0,0
R12	> 110	0,0	0,0



**Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2020**

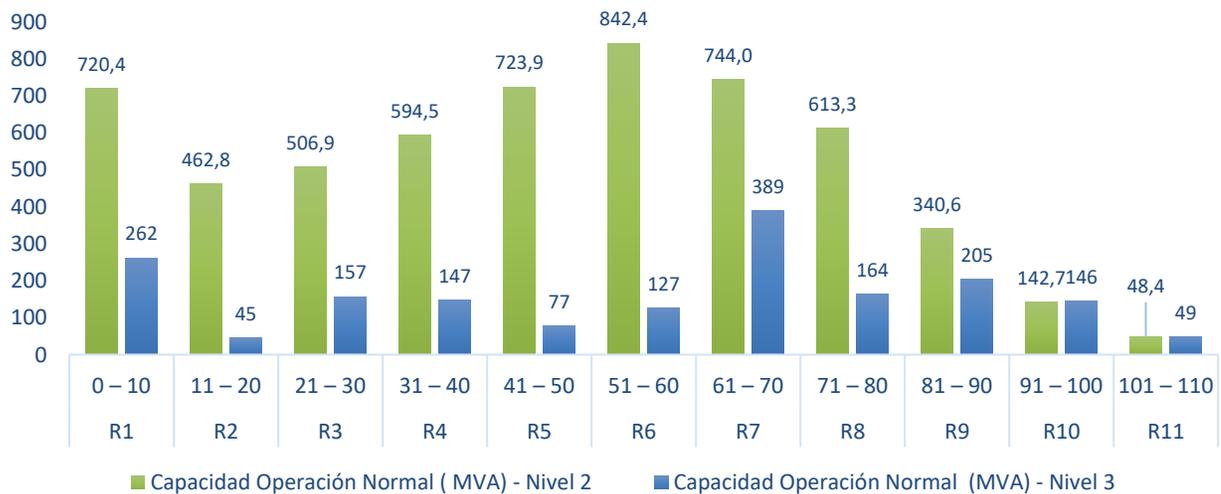
Sin sobrecargas en líneas de nivel 4.

- **Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.**

**Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación**

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 3	Real Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 3	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 2	Real Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 2
R1	0 – 10	0,0	262	464,8	720,4
R2	11 – 20	189,7	45	399,9	462,8
R3	21 – 30	243,6	157	495,6	506,9
R4	31 – 40	300,0	147	576,4	594,5
R5	41 – 50	96,8	77	679,8	723,9
R6	51 – 60	136,7	127	654,5	842,4
R7	61 – 70	181,2	389	691,6	744,0
R8	71 – 80	115,7	164	565,4	613,3
R9	81 – 90	97,4	205	301,9	340,6
R10	91 – 100	48,8	146	147,6	142,7
R11	101 – 110	0,0	49	59,7	48,4
R12	> 110	68,1	0	14,3	0,0

**Análisis Cargabilidad Líneas N3 y N2 en Condiciones de Operación Normal vs Carga Máxima - Año 2020**



**Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2020**

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2020.

**Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución**

RANGO	RANGO DE CARGABILIDAD (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R01	0 – 10	40079	3771
R02	11 – 20	14971	1685
R03	21 – 30	8212	833
R04	31 – 40	5266	507
R05	41 – 50	3181	295
R06	51 – 60	1642	143
R07	61 – 70	784	60
R08	71 – 80	379	27
R09	81 – 90	195	13
R10	91 – 100	112	7
R11	101 – 110	73	4
R12	> 110	127	5
<b>Total</b>		<b>75.021</b>	<b>7.350</b>

## 5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

### 5.1 Resumen por Foco de Inversión y nivel de tensión

A continuación, se presenta un resumen de las inversiones aprobadas por foco de inversión y nivel de tensión, las diferencias se presentan considerando el valor de INVA entregado por la CREG como anexo a la comunicación S-2021-003615 y no el indicado por la CREG en el artículo 3 de la Res CREG 068 de 2021.

**Tabla 5.1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión**

Foco de inversión	INVA				Total
	1	2	3	4	
Calidad del servicio	242.564.860	60.873.844.552	20.731.414.267	10.598.171.573	<b>92.445.995.252</b>
Expansión	17.281.343.544	115.860.279.139	37.182.193.224	14.634.652.550	<b>184.958.468.457</b>
Gestión de Activos	0	2.440.672.843	2.440.672.843	2.440.672.843	<b>7.322.018.528</b>
Planes Ordenamiento Territorial	0	16.543.089.789	1.537.395.000	0	<b>18.080.484.789</b>
Reposición	37.330.630.106	70.086.275.051	14.010.935.720	27.693.349.117	<b>149.121.189.995</b>
Diferencia en valoración <sup>1</sup>	0	0	372.105.000	17.350.863.000	<b>17.722.967.999</b>
<b>Total</b>	<b>54.854.538.510</b>	<b>265.804.161.373</b>	<b>76.274.716.054</b>	<b>72.717.709.083</b>	<b>469.651.125.021</b>

INVR					
Foco	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio	5.778.146.212	98.103.170.081	17.076.641.253	3.683.296.621	<b>124.641.254.167</b>
Expansión	27.148.009.924	51.952.347.781	14.338.816.973	16.666.380.958	<b>110.105.555.636</b>
Gestión de Activos	0	180.000.000	180.000.000	180.000.000	<b>540.000.000</b>
Planes Ordenamiento Territorial	0	38.880.390.575	1.609.807.606	0	<b>40.490.198.182</b>
Reposición	35.385.181.571	37.915.682.497	5.781.183.437	20.547.947.494	<b>99.629.994.999</b>
<b>Total</b>	<b>68.311.337.707</b>	<b>227.031.590.934</b>	<b>38.986.449.269</b>	<b>41.077.625.073</b>	<b>375.407.002.984</b>

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio	5.535.581.352	37.229.325.529	-3.654.773.014	-6.914.874.953	32.195.258.915
Expansión	9.866.666.380	-63.907.931.358	-22.843.376.251	2.031.728.408	-74.852.912.821
Gestión de Activos	0	-2.260.672.843	-2.260.672.843	-2.260.672.843	-6.782.018.528
Planes Ordenamiento Territorial	0	22.337.300.786	72.412.606	0	22.409.713.392
Reposición	-1.945.448.535	-32.170.592.554	-8.229.752.283	-7.145.401.623	-49.491.194.996
Diferencia en valoración <sup>1</sup>	0	0	-372.105.000	-17.350.863.000	-17.722.967.999
<b>Total</b>	<b>13.456.799.197</b>	<b>-38.772.570.440</b>	<b>-37.288.266.785</b>	<b>-24.496.264.623</b>	<b>-94.244.122.037</b>

Valores en pesos de diciembre de 2017

## 5.2 Proyectos Relevantes

A continuación, se presenta un listado de los proyectos relevantes que entraron en operación en el año 2020, se incluyen los proyectos que presentan una ejecución en línea con lo planeado en el INVA.

Tabla 5.2 Proyectos Relevantes

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CAOLRM_R0134	MaG - CONCESIONES	2.211.765.353	4.236.931.477
CDIE_CAOLRM_R0136	MaG - PLAN DE ORDENAMIENTO TERRITO MPIO	1.951.648.520	2.362.227.756
CDIE_CBCCBM_R0165	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	3.022.994.249	3.108.819.330
CDIE_CBCCBM_RCN18	PC - EXTRA CALIDAD BT RURAL	3.089.530.694	2.151.270.102
CDIE_CBCCRM_P0054	PC - RECONFIGURACION REDES MT	9.571.042.960	9.360.993.823
CDIE_CBCCRM_R0021	PC - EXTRA CALIDAD URBANA MT	22.630.351.857	25.311.530.118
CDIE_CBCCRM_R0022	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	2.819.640.000	2.685.624.310
CDIE_CBCCRM_R0028	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	25.744.712.625	19.208.563.336
CDIE_CBCCRM_R0030	PC - CENTROS SATELITE - UOC	3.000.416.954	1.463.350.571
CDIE_CBCCRM_RCN24	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	11.329.067.922	17.618.298.300
CDIE_CBCCRM_RCN29	PC - ADECUACION REDES MT RURAL	2.615.688.000	11.060.850.217
CDIE_CBCCRM_RCN33	PC - SE AT-MT COMPARTIR REDES	3.510.109.400	4.018.676.522
CDIE_CBCCRM_RCN42	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	20.516.474.000	12.158.085.296
CDIE_CBCCSM_R0183	PC - NORMALIZACION SE MT-MT	1.615.470.000	6.793.134.754

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CBCCSM_R0189	PC - SE AT-MT COMPARTIR	17.572.751.600	15.169.950.023
CDIM_CADCRA_RCN05	AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV - REDES	11.157.405.640	12.042.283.496
CDIM_CBSGBM_R0176	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	861.968.000	884.252.974
CDIM_CBSGBM_R0178	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1	116.635.997	887.105.398
CDIM_CBSGCM_R0088	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	5.709.721.000	9.525.652.000
CDIM_CBSGRM_P0021	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 1	212.734.002	2.788.850.442
CDIM_CBSGRM_P0022	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 2	159.928.000	2.835.134.489
CDIM_CBSGRM_R0074	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	7.716.185.000	13.055.792.714
CDIM_CBSGRM_R0198	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N2	285.339.997	3.886.903.735
CDIM_CBSGSM_P0042	SUSTITUCION DE TRAFOS MT-MT	1.037.291.000	1.148.706.000
CDIM_CBSGSM_R0196	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	583.183.321	1.105.056.000
CDIM_CBSGSM_R0207	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	13.457.969.216	5.612.286.241
<b>Total general</b>		<b>172.500.025.307</b>	<b>190.480.329.424</b>

Valores en pesos de diciembre de 2017

## 6. AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO

### 6.1. Desempeño de la calidad del servicio

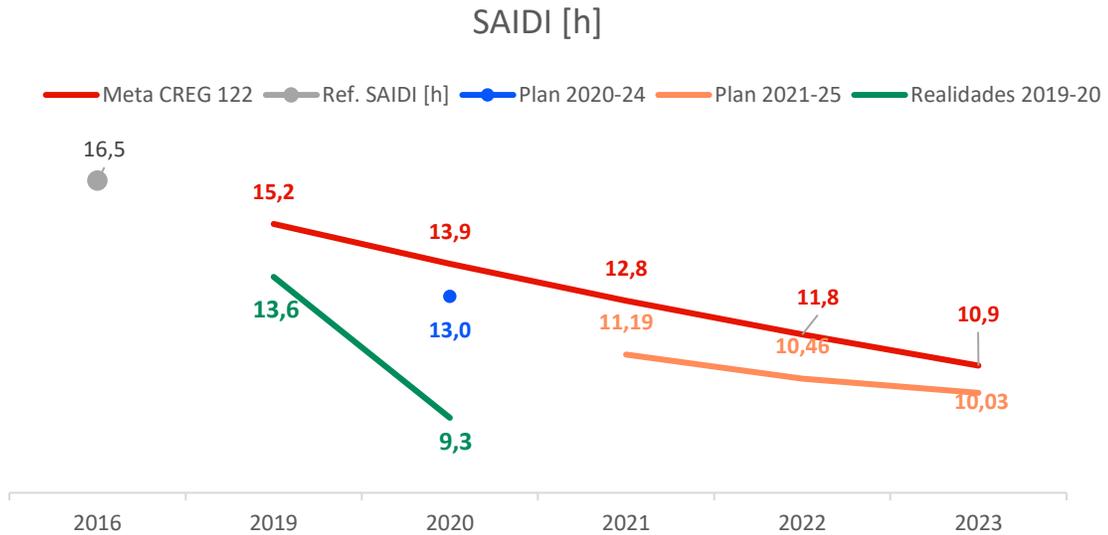
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2020 respecto a las metas planeadas 2019-2023.

#### Calidad Media:

En las siguientes gráficas se presentan los resultados de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI al año 2020 comparado con las metas propuestas en el plan de inversiones 2019-2023 presentado (expediente tarifario 2018).

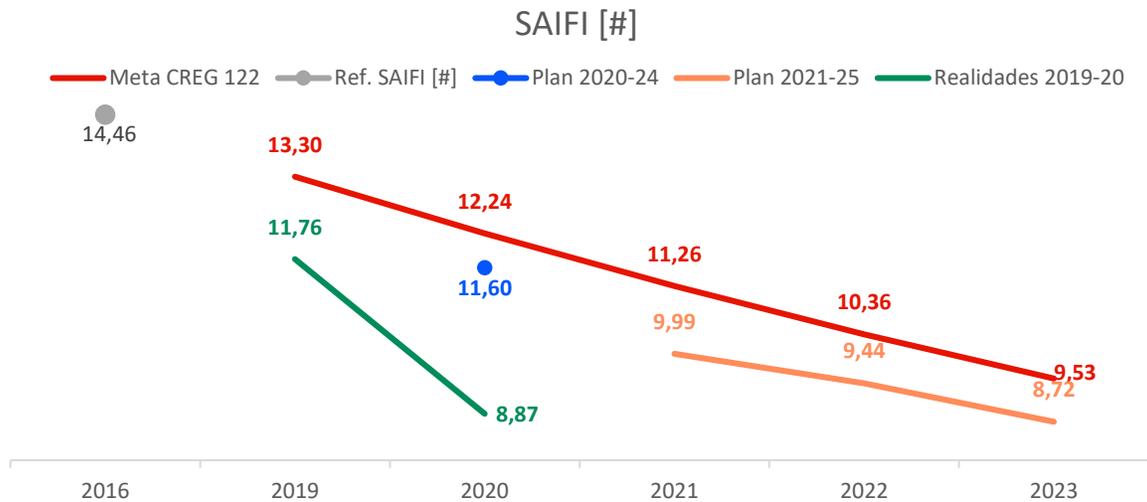
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo (2019-2023), se prevén nuevos proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2021-2025 (curvas color naranja).

SAIDI: El cierre del año 2020, respecto a la meta regulatoria (13,9 horas) estuvo 4,63 horas por debajo llegando a 9,26 horas.



Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2020 respecto a la meta regulatoria (12,24 veces) estuvo 3,37 veces por debajo, llegando a 8,87 veces.



Gráfica 6-2 SAIFI (#)

\*La senda de SAIFI "Plan 2019-23" en verde considera las mejoras estimadas en el plan presentado en 2018 partiendo de la referencia aprobada en la resolución CREG 122.

**Calidad individual:** Para revisar el desempeño de la calidad individual de 2020 se presentan los indicadores DIU y FIU.

DIUG-FIUG: Incluye los valores de referencia DIUG y FIUG para los grupos de calidad de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 122 de 2020, incluyendo los valores de referencia para los grupos de calidad 12, 13 y 23 según radicado **CREG E-2020-010156**.

Tabla 6.1 Calidad individual

Nivel de Tensión	Grupo calidad	DIUG	FIUG
1	11	14,46	16
1	12	45,54	39
1	13	260,24	119
1	21	22,95	26
1	22	86,06	73
1	23	86,38	88
1	31	80,7	56
1	32	172,29	91
1	33	187,53	118
2	11	5,38	11
2	12	45,54	39
2	13	260,24	119
2	21	6,14	10
2	22	15,91	51
2	23	86,38	88
2	31	11,87	16
2	32	15,14	7
2	33	18,52	38
3	11	5,38	11
3	12	45,54	39
3	13	260,24	119
3	21	6,14	10
3	22	15,91	51
3	23	86,38	88
3	31	11,87	16
3	32	15,14	7
3	33	18,52	38

- TRANSFORMADORES QUE SUPERAN DIUG 2020: En la siguiente tabla se presenta la cantidad total de transformadores cuyo DIU superó el DIUG mensualizado por grupo de calidad. Dado que los cálculos son producto de una fórmula que utiliza el TAM de 12 meses, la cantidad total por grupo de calidad implica que un transformador pueda estar contabilizado varias veces.

**Tabla 6.2 Transformadores que superan DIUG 2019**

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
11	1	76308
11	23	12013
12	1	1180
12	23	67
21	1	11789
21	23	620
22	1	2380
22	23	290
23	1	463
23	23	18
31	1	58825
31	23	5741
32	1	10879
32	23	456
33	1	3895

- TRANSFORMADORES QUE SUPERAN FIUG 2020: Cantidad de transformadores cuyo FIU supera el FIUG mensualizado y anual por grupo de calidad. Dado que los cálculos son producto de una fórmula que utiliza el TAM de 12 meses, la cantidad total por grupo de calidad implica que un transformador pueda estar contabilizado varias veces.

**Tabla 6.3 Transformadores que superan FIUG 2019**

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
11	1	47130
11	23	3344
12	1	474
12	23	2
21	1	16602
21	23	487
22	1	2623
22	23	129
23	1	121
23	23	0
31	1	42084
31	23	4362
32	1	11333
32	23	509
33	1	2990

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
33	23	56

**Tabla 6.4 Inversiones asociadas a Calidad del Servicio**

## 6.2. Inversiones asociadas a Calidad del Servicio

A continuación, se presentan los proyectos que tienen como objetivo la mejora en los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI.

**Tabla 6.5 Inversiones asociadas a calidad del servicio**

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CBCCBM_R0165	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	3.022.994.249	3.108.819.330
CDIE_CBCCBM_RCN18	PC - EXTRA CALIDAD BT RURAL	3.089.530.694	2.151.270.102
CDIE_CBCCRM_P0054	PC - RECONFIGURACION REDES MT	9.571.042.960	9.360.993.823
CDIE_CBCCRM_P0055	PC - REDISEÑO REDES SE JUNIN	0	1.164.745.938
CDIE_CBCCRM_P0056	PC - REDISEÑO REDES SE MAMBITA	0	402.462.804
CDIE_CBCCRM_P0057	PC - REDISEÑO REDES SE SANTIAMEN	0	666.037.685
CDIE_CBCCRM_P0058	PC - REDISEÑO REDES SE SAUCES	0	542.542.113
CDIE_CBCCRM_R0020	PC - CENTROS SATELITE - UOB	3.474.406.500	368.654.334
CDIE_CBCCRM_R0021	PC - EXTRA CALIDAD URBANA MT	22.630.351.857	25.311.530.118
CDIE_CBCCRM_R0022	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	2.819.640.000	2.685.624.310
CDIE_CBCCRM_R0027	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD O&M	2.900.970.400	0
CDIE_CBCCRM_R0028	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	25.744.712.625	19.208.563.336
CDIE_CBCCRM_R0029	PC - CENTROS SATELITE - SE BOGOTA	1.833.494.000	1.087.016.572
CDIE_CBCCRM_R0030	PC - CENTROS SATELITE - UOC	3.000.416.954	1.463.350.571
CDIE_CBCCRM_RCN24	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	11.329.067.922	17.618.298.300
CDIE_CBCCRM_RCN29	PC - ADECUACION REDES MT RURAL	2.615.688.000	11.060.850.217
CDIE_CBCCRM_RCN42	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	20.516.474.000	12.158.085.296
CDIE_CBCCSM_P0051	DRT - MOD RTU SE FASE II	0	24.413.025
CDIE_CBCCSM_R0181	DRT - REEMPLAZO DE PROT	0	355.389.619
CDIE_CBCCSM_R0182	PC - NORMAL. Y AMPL. SE MAMBITA AT-MT	4.109.639.000	0
CDIE_CBCCSM_R0183	PC - NORMALIZACION SE MT-MT	1.615.470.000	6.793.134.754
CDIE_CBCCSM_R0186	PC - SE MT-MT CABRERA	0	2.572.622.286
CDIE_CBCCSM_R0188	PC - SE MT-MT TABACAL	0	1.977.217.286
CDIE_CBCCSM_R0201	PC - AMPLIACION SE SAUCES AT-MT	10.134.390.000	3.830.344.347
CDIE_CBCCSM_R0300	DRT - INST RC EN SE	1.290.416.670	729.288.000
CDIM_CBSGPE_P0060	PC - SUBESTACION MOVIL MT-MT	3.780.963.000	0

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
PDCDHV19ISMA_089	EQUIPOS MEDIDA SUBESTACIONES	6.089.069.144	0
<b>Total general</b>		<b>139.568.737.975</b>	<b>124.641.254.167</b>

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

## 7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

### 7.1. Desviaciones Agregadas

En la siguiente tabla se muestran los valores de INVA, INVR y las diferencias entre estos valores para cada foco de inversión y nivel de tensión, con respecto a lo aprobado en la Res. CREG 068 de 2021.

Tabla 7.1 Desviaciones del plan de inversión

INVA					
Foco de inversión	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio	242.564.860	60.873.844.552	20.731.414.267	10.598.171.573	<b>92.445.995.252</b>
expansión	17.281.343.544	115.860.279.139	37.182.193.224	14.634.652.550	<b>184.958.468.457</b>
Gestión de Activos	0	2.440.672.843	2.440.672.843	2.440.672.843	<b>7.322.018.528</b>
Planes Ordenamiento Territorial	0	16.543.089.789	1.537.395.000	0	<b>18.080.484.789</b>
Reposición	37.330.630.106	70.086.275.051	14.010.935.720	27.693.349.117	<b>149.121.189.995</b>
Diferencia en valoración <sup>1</sup>	0	0	372.105.000	17.350.863.000	<b>17.722.967.999</b>
<b>Total</b>	<b>54.854.538.510</b>	<b>265.804.161.373</b>	<b>76.274.716.054</b>	<b>72.717.709.083</b>	<b>469.651.125.021</b>

INVR					
Foco	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio	5.778.146.212	98.103.170.081	17.076.641.253	3.683.296.621	<b>124.641.254.167</b>
expansión	27.148.009.924	51.952.347.781	14.338.816.973	16.666.380.958	<b>110.105.555.636</b>
Gestión de Activos	0	180.000.000	180.000.000	180.000.000	<b>540.000.000</b>
Planes Ordenamiento Territorial	0	38.880.390.575	1.609.807.606	0	<b>40.490.198.182</b>
Reposición	35.385.181.571	37.915.682.497	5.781.183.437	20.547.947.494	<b>99.629.994.999</b>
<b>Total</b>	<b>68.311.337.707</b>	<b>227.031.590.934</b>	<b>38.986.449.269</b>	<b>41.077.625.073</b>	<b>375.407.002.984</b>

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio	5.535.581.352	37.229.325.529	-3.654.773.014	-6.914.874.953	32.195.258.915
Expansión	9.866.666.380	-63.907.931.358	-22.843.376.251	2.031.728.408	74.852.912.821
Gestión de Activos	0	-2.260.672.843	-2.260.672.843	-2.260.672.843	-6.782.018.528
Planes Ordenamiento Territorial	0	22.337.300.786	72.412.606	0	22.409.713.392
Reposición	-1.945.448.535	-32.170.592.554	-8.229.752.283	-7.145.401.623	49.491.194.996
Diferencia en valoración <sup>1</sup>	0	0	-372.105.000	-17.350.863.000	17.722.967.999
<b>Total</b>	<b>13.456.799.197</b>	<b>-38.772.570.440</b>	<b>-37.288.266.785</b>	<b>-24.496.264.623</b>	<b>94.244.122.037</b>

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

## 7.2. Proyectos Adicionales

En comparación con el INVA aprobado en la Res. CREG 068 de 2021 se incorporaron los siguientes proyectos los cuales fueron puestos en operación en el año 2020, algunos de estos proyectos se encontraban aprobados en la Res. CREG 122 de 2020 o tenían FPO inicialmente para 2019.

**Tabla 7.2 Proyectos Adicionales 2020**

Código	Nombre del Proyecto	INVR
CDIE_CADNBA_R0137	EXPANSION ZONAS PERIFERICAS	1.083.786.851
CDIE_CBCCRM_P0056	PC - REDISENO REDES SE MAMBITA	402.462.804
CDIE_CBCCRM_P0057	PC - REDISENO REDES SE SANTIAMEN	666.037.685
CDIE_CBCCRM_P0058	PC - REDISENO REDES SE SAUCES	542.542.113
CDIE_CBCCRM_RCN37	PC - REDISENO REDES SE PANAGUA	1.326.996.942
CDIE_CBCCSM_P0051	DRT - MOD RTU SE FASE II	24.413.025
CDIE_CBCCSM_R0181	DRT - REEMPLAZO DE PROT	355.389.619
CDIE_CBCCSM_R0186	PC - SE MT-MT CABRERA	2.572.622.286
CDIE_CBCCSM_R0188	PC - SE MT-MT TABACAL	1.977.217.286
CDIE_CBCCSM_R0198	PC - SE PANAGUA MT-MT	4.437.455.286
CDIM_CADCSR_R0088	AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV	5.255.624.709
CDIM_CADCSR_R0110	AMPLIACION CAPACIDAD SE NOROESTE	5.156.919.676
CDIM_CADCSR_R0120	AMPLIACION SE MT-MT ALTO_TRIGO	96.810.590
CDIM_CBOLSM_R0005	ADECUACION SISMORRESISTENTE SE USAQUEN	1.043.640.000
CDIM_CBSGCM_R0091	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	304.494.960
CDIM_CBSGRM_P0019	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - RURAL	554.939.837
CDIM_CBSGSM_P0029	NORMALIZ Y REPOS SE USAQUEN	1.057.038.572
CDIM_CBSGSM_P0037	REPOSICION CELDAS SE BOSANOVA	5.630.252.286
CDIM_CBSGSM_P0040	REPOSICION CELDAS SE TUNAL	182.743.825
CDIM_CBSGSM_R0146	NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT EL SOL	2.610.331.603
CDIM_CBSGSM_R0205	REPOSICION CELDAS SE USAQUEN	1.859.055.000
CDIM_CBSGSM_R0206	REPOSICION CELDAS SE VERAGUAS	2.266.108.000
CDIM_CBSGSM_R1916	AT NORMALIZACION REPOSICION SE SAN MATEO	1.755.730.688
CDIM_CBSGSM_R1918	NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT VICTORIA	2.881.677.630
<b>Total general</b>		<b>44.044.291.273</b>

## 8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

El nivel de pérdidas de CODENSA S.A. E.S.P. se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes por lo que no se presentó un plan de reducción de pérdidas.

## 9. GESTIÓN DE ACTIVOS

Dentro de los entregables a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encuentra el Anexo 4 donde se detalla el Plan de trabajo del Sistema Gestión de Activos (SGA) y el informe completo de ejecución del 2020. En estos informes se describe la metodología de implementación, el avance de y cierra de brechas en relación con la Política integrada, Plan estratégico de Gestión de activos PEGA, Comité Gestión de activos, auditora interna sistema de Gestión de activos AT, formación y comunicación para la gestión del cambio cultural, diseño e inicio de la ejecución de los modelos de estimación del estado de los activos, desarrollo de herramienta para el seguimiento del estado de salud y vida remanente de los activos eléctricos, modelo unificado de riesgo técnico de los activos AT, modelo de gestión y control BRAFO. De igual forma se presenta el avance en la implementación de los sistemas de información para la Gestión de activos y el acceso de los organismos de control a la información de los activos.