



**Seguimiento
Plan de Inversiones
2019
CODENSA S.A. ESP**

INFRAESTRUCTURA Y REDES COLOMBIA
DESARROLLO DE LA RED
Bogotá D.C.
JULIO 2020

TABLA DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	6
2.	RESUMEN EJECUTIVO.....	7
2.1.	DELTAS DE INFRAESTRUCTURA	8
2.2.	FOCOS DE LAS INVERSIONES	9
2.1.1.	<i>Expansión.....</i>	9
2.1.2.	<i>Calidad del Servicio</i>	9
2.1.3.	<i>Reposición de Infraestructura.....</i>	10
2.1.4.	<i>Planes de Ordenamiento Territorial – POT y Concesiones.....</i>	10
2.1.5.	<i>Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación-BRAFO</i>	10
2.2.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	11
2.3.	GESTIÓN DE ACTIVOS	11
2.4.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES	11
2.5.	RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR.....	11
2.6.	PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES	12
3.	ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS.....	14
4.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO.....	16
4.1.	USUARIOS	17
4.2.	SOLICITUDES DE CONEXIÓN	17
4.3.	PÉRDIDAS.....	17
4.4.	OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2019 VERSUS EL PLAN 2019-2023.....	17
4.4.1.	<i>Demanda de energía y potencia.....</i>	18
4.4.2.	<i>Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4).....</i>	18
4.4.3.	<i>Calidad del Servicio</i>	23
5.	RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO	28
5.1	RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN	28
5.2	RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN	28
5.3	PROYECTOS RELEVANTES	28
6	AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS	30
6.1.	AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE EXPANSIÓN	31
6.2.	AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE REPOSICIÓN DE ACTIVOS	32
6.3.	AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	33

7.	DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	34
7.1.	DESVIACIONES AGREGADAS	34
7.2.	PROYECTOS ADICIONALES.....	35
7.3.	DIFERENCIAS DE INVERSIONES EJECUTADAS CON RESPECTO AL REPORTE AL LAC.....	36
8.	INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO.....	37
9.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	38
10.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	38
10.1	GO LIVE Y POST GO LIVE.....	38
10.2	GESTIÓN DEL CAMBIO	39

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de infraestructura total ENEL CODENSA	7
Tabla 2.2 Focos de inversión	8
Tabla 2.3 Deltas infraestructura	8
Tabla 2.4 Resumen Indicadores SAIDI y SAIFI	9
Tabla 2.5 BRAFO	10
Tabla 2.6 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3	12
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado	16
Tabla 4.2 Índice de pérdidas	17
Tabla 4.3 Demanda de Energía	18
Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada	18
Tabla 4.5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación	19
Tabla 4.6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación	20
Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.	21
Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación	22
Tabla 4.9 Km de red MT	23
Tabla 4.10 Cargabilidad de transformadores de distribución	23
Tabla 4.11 Calidad individual	25
Tabla 4.12 Transformadores que superan DIUG 2019	26
Tabla 4.13 Transformadores que superan FIUG 2019	27
Tabla 5.1 Resumen de inversiones por tipo y nivel de tensión	28
Tabla 5.2 Resumen de inversiones por foco de inversión	28
Tabla 5.3 Proyectos Relevantes	28
Tabla 6.1 Resumen Inversiones ejecutadas por Categoría y nivel de tensión.....	30
Tabla 7.1 Desviaciones del plan de inversión	34
Tabla 7.2 Proyectos Adicionales	35
Tabla 7.3 Valoración Actual INVTR por Nivel de Tensión	36
Tabla 7.4 Valoración enviada a XM INVTR por Nivel de Tensión.....	36
Tabla 8.1 Inversiones asociadas a Calidad del Servicio.....	37

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1 Objetivos de Inversión.....	8
Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios	17
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2019	19
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación - año 2019	20
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2019	22
Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2019.....	23
Gráfica 4-6 SAIDI (Horas).....	24
Gráfica 4-7 SAIFI (#).....	25

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. ESP 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.
- La Comisión inició la actuación administrativa mediante el Auto del 21 de agosto de 2018, la cual adelantó dentro del expediente 2018-0131.
- La actuación administrativa se resume en el documento soporte del Plan de Inversiones y una vez adelantada, 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.
- De acuerdo con lo 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.

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 2019, acorde con el plan de inversiones 2019-2023 aprobado por la CREG en la Resolución 122 de 2020. Estas inversiones han permitido la atención de 49.387 nuevos usuarios y continuar con la atención del servicio de energía eléctrica con calidad, seguridad y confiabilidad con criterios de eficiencia técnico-económica y las políticas de seguridad y medioambientales en el área de influencia en la que Codensa como OR es el responsable.

En resumen, a diciembre de 2019 el total de infraestructura de ENEL CODENSA, es el siguiente:

Tabla 2.1 Resumen de infraestructura total ENEL CODENSA

DESCRIPCIÓN	Cantidad
kilómetros de línea AT	870
kilómetros de línea MT	29.810
kilómetros de línea BT	35.237
nº subestaciones de potencia	169
Potencia subestaciones (MVA)	10.652
nº transformadores MT/BT	74.725
Potencia en centros de transformación (MVA)	7.261

Conforme a lo considerado en los principios del Reglamento de distribución (Res CREG 070 de 1998), las inversiones implementadas durante el año 2019 tuvieron modificaciones con respecto a los \$ 711.445 Mn COP del INVA (Res. CREG 122 de 2020), que obedecieron principalmente a los cambios en la demanda 0,93% menos frente a la proyección de energía prevista y 2,35% inferior al crecimiento en demanda máxima de potencia (MW), a los mayores tiempos en la gestión y obtención de licencias y permisos en cumplimiento de la normatividad vigente para el desarrollo e implementación de los proyectos, a restricciones operativas por las necesidades de intervención de la infraestructura en servicio, ajustes de tipo administrativo, así como a la incorporación de algunos proyectos de reposición que venían en ejecución del año 2018, es decir, la incorporación de nuevos proyectos (según lo dispuesto en las Circulares 024 de 2020 y 047 de 2020).

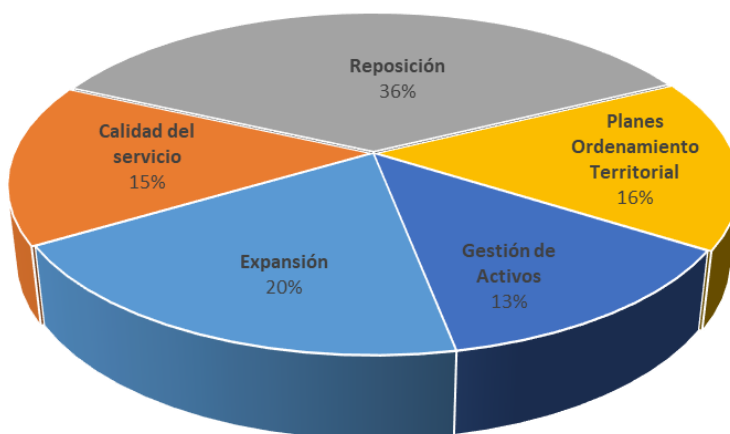
La comparación en pesos constantes de diciembre de 2017 de los focos de inversión aprobados (INVA) frente a las inversiones realizadas (INVR) en infraestructura eléctrica en el área de influencia de ENEL CODENSA para el año 2019, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Focos de inversión

Foco de Inversión	INVA*	INVTR	Diferencias
Expansión	170.462.640.214	114.411.066.114	-56.051.574.100
Calidad del servicio	129.654.379.346	87.785.685.740	-41.868.693.607
Reposición	287.181.859.063	205.660.560.542	-81.521.298.521
Planes Ordenamiento Territorial y Concesiones Viales	66.464.236.678	92.976.817.930	26.512.581.252
Gestión de Activos	57.681.935.450	74.058.044.530	16.376.109.081
Total	711.445.050.751	574.892.174.856	-136.552.875.895

Valores en pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 CODENSA S.A. E.S.P. solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.


Gráfica 2-1 Objetivos de Inversión

2.1. Deltas de infraestructura

El crecimiento de los principales tipos de infraestructura en el año 2019 con respecto a diciembre de 2018, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 2.3 Deltas infraestructura

Descripción	Delta
kilómetros de línea MT	786
kilómetros de línea BT	897
Potencia subestaciones (MVA)	90

2.2. Focos de las Inversiones

2.1.1. Expansión

Para atender los nuevos crecimientos en el noroccidente de la sabana, se amplió la capacidad en las subestaciones Noroeste y Mosquera.

Durante el año 2019, se conectaron 49.387 nuevos clientes que implicaron realizar expansión de la red de distribución; de los cuales 25.381 se conectaron en Bogotá; en la zona de Cundinamarca se conectaron 24.006 nuevos clientes.

Se construyeron 5 nuevos circuitos, remodelando la red de media tensión para mejorar la distribución de cargas y confiabilidad en diferentes zonas de Bogotá. Dichas inversiones se realizaron en las siguientes subestaciones y circuitos: Subestación Aranjuez circuito Rangel, subestación Florida circuito Taylor, Subestación Fontibón circuito Atahualpa, Subestación Morato circuito Bell_artes, Subestación Techo circuito Lareliquia.

Asimismo, en la zona sabana de Bogotá y rural de Cundinamarca se construyeron 3 nuevos circuitos en los municipios de Funza, Guachetá y Mosquera.

2.1.2. Calidad del Servicio

Las actividades que se ejecutaron en el año 2019 enfocadas en la mejora de los indicadores de calidad servicio fueron: telecontrol de la red, normalización y reposición redes media tensión, instalación de suplencias, normalización de la red de baja tensión.

A través del proyecto Telecontrol de la Red, se pusieron en servicio 931 equipos de telecontrol, estos equipos permiten reducir el tiempo de identificación de interrupciones, el aislamiento de las fallas y mejorar tiempos de disponibilidad del servicio.

De igual forma, se normalizaron 590,3 km en las redes de media y baja tensión.

A continuación, se muestra un resumen de los indicadores SAIDI y SAIFI de referencia del año 2016 y el resultado del año 2019 cumpliendo con la meta propuesta en la Res. CREG 122 de 2019.

Tabla 2.4 Resumen Indicadores SAIDI y SAIFI

INDICADOR	2016 (Referencia)	2019 (Meta)	2019 (Cierre)
SAIDI (Horas)	16,5	15,155	13,555
SAIFI (Veces)	14,46	13,301	11,760

A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo (2019-2023), se están preparando nuevos proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL.

2.1.3. Reposición de Infraestructura

Normalización y reposición AT. En el año 2019 se realizaron inversiones asociadas a la normalización, modernización y reposición de equipos, con énfasis en protecciones, servicios auxiliares en subestaciones de potencia, normalización de subestaciones, reposición de infraestructura de líneas de alta tensión y equipos de respaldo.

Básicamente, se avanzó en la ejecución de las siguientes obras:

- Cambio de tres trenes de celdas en la subestación Bolivia.
- Cambio de dos trenes de celdas en la subestación San Mateo.
- Adelanto en la normalización servicios auxiliares de 8 subestaciones de potencia.

Normalización y reposición MT. Durante el año 2019 en los proyectos de normalización y reposición de redes se ejecutaron inversiones principalmente en:

- Redes Media Tensión: Adecuación de 780 km redes aéreas y subterráneas y reposición de 5.455 postes en el área de influencia de ENEL CODENSA.
- 1.678 transformadores de Distribución fueron reemplazados.

2.1.4. Planes de Ordenamiento Territorial – POT y Concesiones

En esta categoría pertenecen los proyectos que requieren la articulación con las estrategias de ordenamiento, productividad, competitividad y espacio público de acuerdo con los Planes de Ordenamiento Territoriales de Bogotá y los diferentes municipios, además de las Concesiones viales.

Durante el 2019, dentro de los planes de Ordenamiento Territorial POT, entraron en operación 39 km de red. Adicionalmente, en los proyectos de concesiones viales, entraron en operación 8,5 km de red y canalizaciones.

2.1.5. Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación-BRAFO

Las inversiones en reposición de activos generaron una BRAFO de \$143,648,831,165, distribuida en los niveles de tensión como se muestra a continuación.

Tabla 2.5 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
Nivel de tensión 1	35,383,320,097
Nivel de tensión 2	74,161,236,756
Nivel de tensión 3	21,689,682,989
Nivel de tensión 4	12,414,591,322
Total	143,648,831,165

2.2. Mantenimiento de Pérdidas

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

2.3. Gestión de Activos

A partir del diagnóstico realizado en 2017 se obtuvo un puntaje de 1.7 de 3 para la certificación en Gestión de activos bajo la norma ISO 55000, desde 2018 se viene realizando el cumplimiento de un plan de trabajo con un horizonte de 5 años, con el fin de dar cierre a las brechas identificadas.

En el año 2019 se logró un avance del 61%, donde se realizaron varias actividades como la definición de la política, el Plan Estratégico de Gestión de Activos (PEGA), el comité de gestión de activos, se inició con el diseño y aplicación de modelos para la estimación del estado de los activos, se definió un modelo unificado de riesgo técnico de los activos. Adicionalmente en línea con lo planteado en los planes de inversión de CODENSA, se inició el funcionamiento del proyecto denominado E4E-GDS que se presentó al regulador con unidades especiales con entrada en operación en 2019, 2020 y 2021, la creación e implementación de los sistemas se realizó teniendo como objetivo la digitalización de toda la información relacionada con los activos eléctricos del negocio de distribución y cumplir con el nuevo modelo regulatorio.

En el capítulo 10, se menciona con mayor detalle cada una de las actividades realizadas en la implementación del sistema.

2.4. 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.

2.5. 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 los ya que corresponden al 7% del CRR y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 6% del CRR.

Tabla 2.6 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3

Variable	CRR
CRRj	9.374.981.768.489
Crrj,4	1.587.700.254.366
Crrj,3	807.211.130.624
Crrj,2	4.592.517.240.313
Crrj,1	2.387.553.143.187

8% del CRR	749.998.541.479
------------	-----------------

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

Nivel de tensión	INVA
Nivel de Tensión 1	100.755.642.868
Nivel de Tensión 2	435.475.971.558
Nivel de Tensión 3	114.874.444.946
Total	651.106.059.373

CRR Vs INVA NT 1,2 y 3	7%
------------------------	----

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

Nivel de tensión	INVTR
Nivel de Tensión 1	88.738.752.673
Nivel de Tensión 2	367.380.018.389
Nivel de Tensión 3	75.889.675.783
Total	532.008.446.845

CRR Vs INVA NT 1,2 y 3	6%
------------------------	----

2.6. Proyectos Expansión de Cobertura en zonas interconectables

Teniendo en cuenta la aclaración de la CREG en el taller desarrollado el 19 de junio de 2020, convocado a través de la Circular 047 de 2020, donde manifestó que el Ministerio de Minas y energía aún no ha definido lineamientos y procedimientos para la aprobación de las inversiones de proyectos de expansión de cobertura, y hasta tanto no se tenga respuesta al respecto, estos proyectos no deben ser considerados dentro de los informes de seguimientos de inversiones, por tal razón éstos proyectos no se relacionan en el presente documento.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Los beneficios identificados que reciben los usuarios en el corto y mediano plazo por las inversiones realizadas en el año 2019 se resumen en:

- 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 3.531.793 usuarios, de los cuales 80.028 se incorporaron en el 2019.
- El abastecimiento de 13.926.437 MWh en demanda de energía, de los cuales 295.860 MWh correspondieron al crecimiento en el 2019. De esta nueva demanda, 238.094 MWh está representada en consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 57.766 MWh correspondieron a consumo residencial.
- La atención de una demanda máxima de potencia atendida durante el 2019 fue de 2.323 MW, es decir, 64 MW adicionales respecto al año 2018.
- Para la atención del servicio y conexión de 49.387 de los 80.028 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 los indicadores de referencia en el año 2019 fue la disminución en 2,95 horas en el tiempo de interrupción del servicio pasando de 16,5 a 13,55 horas y en frecuencia se disminuyó en 2,7 veces pasando de 14,46 a 11,76 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.

En el mediano plazo, la empresa continuará con las inversiones para fortalecer y expandir la infraestructura eléctrica con los relevantes proyectos que se vienen desarrollando en la ciudad-región y en Cundinamarca para atender el crecimiento de la demanda, los requerimientos de calidad del servicio con eficiencia técnica y económica., entre los que se encuentran:

Bogotá

- El POT 2018-2030 (Planes parciales entre los que se encuentran el Triángulo de Fenicia, planes zonales, de reordenamiento, entre otros).
- Desarrollo vial de Bogotá.
- Primera línea del Metro.
- Requerimientos energéticos asociados con movilidad eléctrica, alumbrado público inteligente, cable aéreo San Cristóbal, señalización inteligente, generación distribuida, y nuevas formas de aprovechamiento de la energía eléctrica y recursos primarios.
- Revitalización del Centro de la Ciudad (renovación y desarrollo urbano)
- Proyectos empresariales, industriales y residenciales como PTAR Salitre, Aeropuerto El Dorado II y otros.
- Entre otros.

Cundinamarca y Región

- Interconexiones viales, entre las que se encuentran: Girardot-Pto. Salgar, Ruta del Sol, autopista al Llano, perimetral oriental de Cundinamarca, Avda. Longitudinal de occidente.
- Regio Tram (Occidente: Conectar los municipios Facatativá, Madrid, Mosquera, Funza a Bogotá).
- 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.
- Parque empresarial en Funza.
- Acueducto regional La Mesa – Anapoima.
- Entre otros.

Las inversiones en las nuevas subestaciones en el mediano plazo, ofrecerán disponibilidad para la conexión de generación distribuida renovable, 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 (ó 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 870 km de línea incluidas las de 57.5 kV que alimentan 54 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

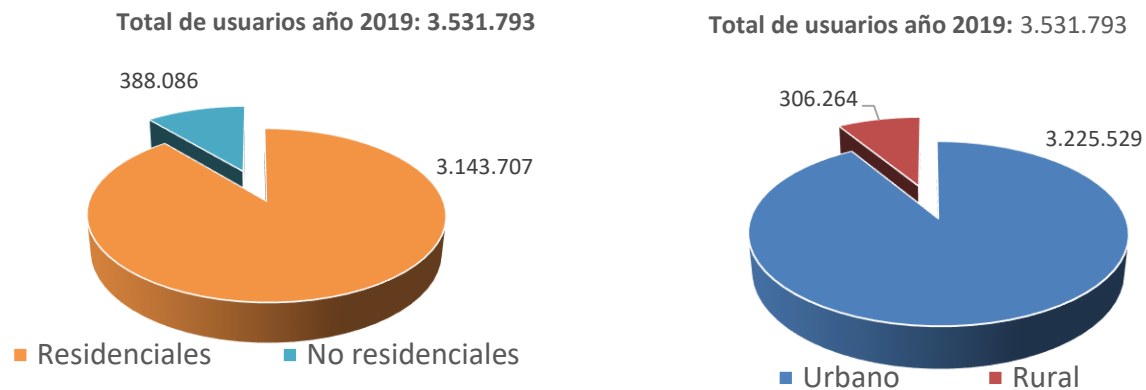
Aspecto	Clasificación	2019
Subestaciones	Cantidad total	169
	Transformación total (MVA)	10.652
	Cantidad nivel 220 kV /230 kV - mayor nivel de tensión presente ¹	10
	Cantidad nivel 4 - mayor nivel de tensión presente	54
	Cantidad nivel 3 - mayor nivel de tensión presente	106
	Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 kV	5.322
	Transformación (MVA) nivel 4	4.609
	Transformación (MVA) nivel 3	721
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	870
	Total nivel de tensión 3 (km)	1.950
	Total nivel de tensión 2 (km)	27.860
	Total nivel de tensión 1 (km)	35.237
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	870
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	1.776
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	23.969
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	34.136
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	174
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	3.891
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	1.101

El área de influencia geográfica atendida es de 26.093,12 km² que incluye Bogotá, Cundinamarca y algunos municipios de Boyacá, Tolima, Meta y Caldas.

¹ Incluye las subestaciones 500/115 kV.

4.1. Usuarios

El mercado atendido por CODENSA como Operador de Red, está conformado por 3.531.793 clientes a diciembre de 2019 distribuidos, de los cuales el 89% son residencial y el 11% no residenciales. El crecimiento para el año 2019 fue de 2,47% respecto al 2018.



Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

4.2. Solicitudes de conexión

De los 80.028 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 49.387 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 2019.

Tabla 4.2 Índice de pérdidas

Aspecto	Clasificación	2019
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales de sistema (%)	8,27%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%)	9,23%

El incremento en pérdidas totales fue de 4,2% versus el 2018, de los cuales aproximadamente el 2,2 % fue incremento en pérdidas comerciales.

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

A continuación, se presenta el estado de operación del sistema en el año 2019, comparado con el presentado respecto al 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 Energía

Año	2019-Real	2019-Proyección	2020	2021	2022	2023
Máxima (MW)	2.323	2.379	2.393	2.420	2.468	2.513
Máxima (MWh)	15.568.800	15.715.671	15.977.036	16.237.168	16.772.865	17.242.207

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.379 MW, la real estuvo en 2.323 MW, es decir, el crecimiento estuvo 56 MW por debajo respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2019 fue de 15.715671, 146.871 MWh por debajo de la demanda real.

Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada

Aspecto	Clasificación	2019
Demanda de energía	Total (MWh) ⁽¹⁾	13.926.437
	Usuarios residenciales (MWh) ⁽¹⁾	5.115.169
	Usuarios no residenciales (MWh) ⁽¹⁾	8.811.268
	Usuarios regulados (MWh) ⁽¹⁾	9.715.720
	Usuarios no regulados (MWh) ⁽¹⁾	4.210.717
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) ⁽²⁾	45.178
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) ⁽³⁾	26.409

⁽¹⁾ Ventas Área Codensa (Ventas Comerciales + Peajes Otros Comercializadores). Fuente: Informe de Ventas y Otros Ingresos. Dpto. Información Comercial.

⁽²⁾ 8 de noviembre de 2019, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TFX). XM

⁽³⁾ 1 de enero de 2019, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TFX). XM

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

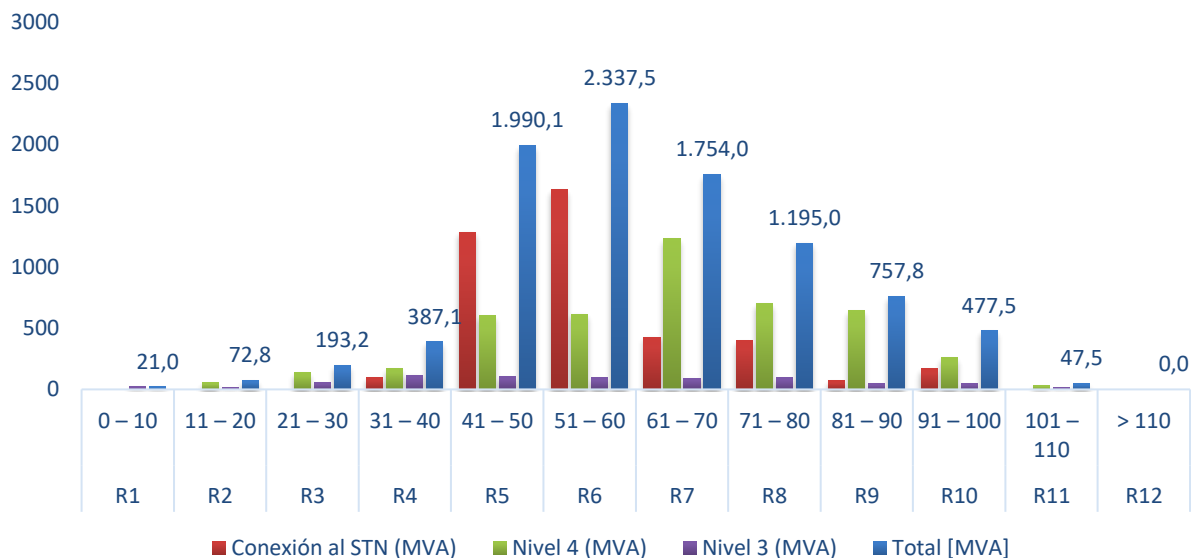
En este numeral se indican las cargabilidades de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2019-2023 y la cargabilidad presentada en el año 2019.

- **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	0	21	21	21,0
R2	11 – 20	0	0	56	56	16,75	16,75	72,8
R3	21 – 30	0	0	137	137	56,225	56,225	193,2
R4	31 – 40	100	100	169,5	169,5	117,6	117,6	387,1
R5	41 – 50	1284	1284	600	600	106,1	106,1	1990,1
R6	51 – 60	1628	1628	614,7	614,7	94,75	94,75	2337,5
R7	61 – 70	426	426	1235	1235	92,975	92,975	1754,0
R8	71 – 80	400	400	698	698	97	97	1195,0
R9	81 – 90	70	70	642	642	45,75	45,75	757,8
R10	91 – 100	168	168	262	262	47,5	47,5	477,5
R11	101 – 110	0	0	30	30	17,5	17,5	47,5
R12	> 110	0	0	0	0	0	0	0,0

Cargabilidad en Transformadores vs Capacidad Nominal Condición N - 2019

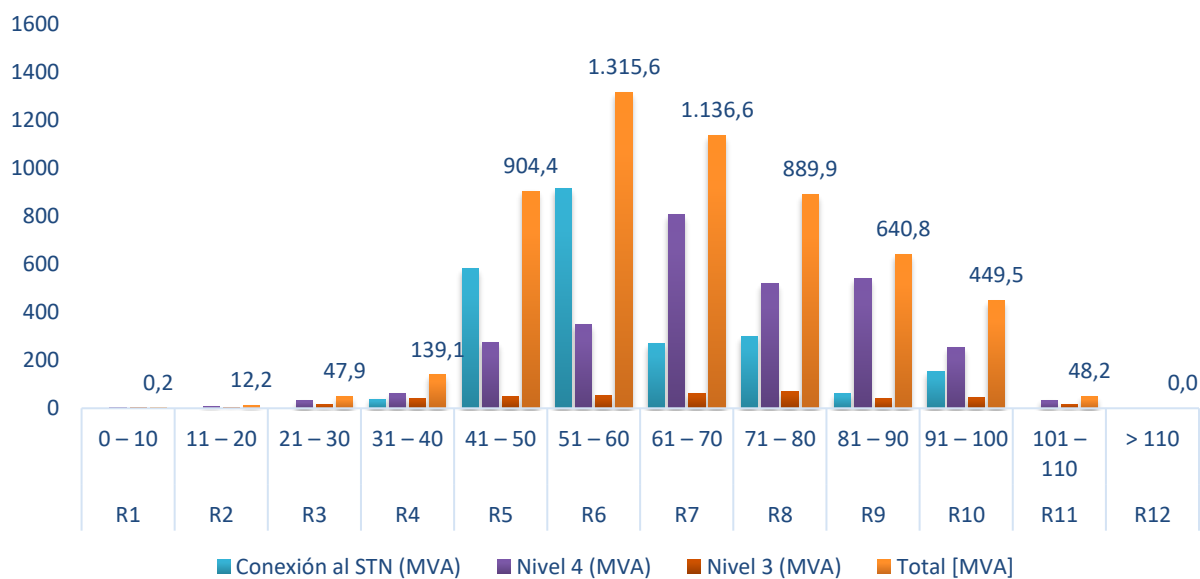

Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2019

- 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	0,0	0,0	0,0	0,00	0,2	0,00
R2	11 – 20	0,00	0,0	18,0	9,5	14,60	2,7	32,60
R3	21 – 30	0,00	0,0	155,0	32,6	31,00	15,3	186,00
R4	31 – 40	450,00	38,4	267,0	59,7	109,33	41,0	826,33
R5	41 – 50	790,00	582,4	423,0	273,3	55,75	48,7	1268,75
R6	51 – 60	1104,00	915,3	730,0	347,9	83,00	52,4	1917,00
R7	61 – 70	786,00	269,5	690,0	806,2	105,70	60,9	1581,70
R8	71 – 80	456,00	298,5	1001,0	521,0	143,43	70,3	1600,43
R9	81 – 90	168,00	62,4	891,0	538,6	32,75	39,8	1091,75
R10	91 – 100	168,00	153,3	229,5	251,5	38,60	44,7	436,10
R11	101 – 110	56,00	0,0	40,00	30,6	5,00	17,7	101,00
R12	> 110	0,00	0,0	0,00	0,0	14,50	0,0	14,50

Cargabilidad en Transformadores vs Carga Máxima Condición N - 2019



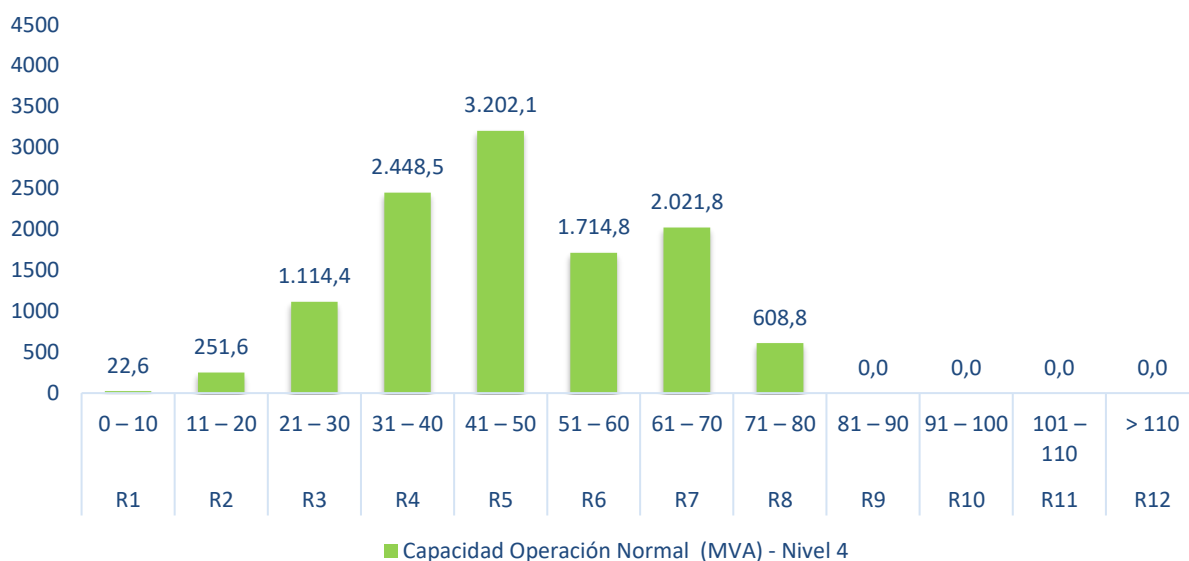
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación - año 2019

- 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	22,58
R2	11 – 20	1066	251,56
R3	21 – 30	1275	1114,38
R4	31 – 40	3303	2448,54
R5	41 – 50	3352	3202,14
R6	51 – 60	2408	1714,76
R7	61 – 70	1126	2021,77
R8	71 – 80	377	608,79
R9	81 – 90	648	0,00
R10	91 – 100	0,0	0,00
R11	101 – 110	0,0	0,00
R12	> 110	0,0	0,00

Cargabilidad Líneas N4 vs Carga Máxima Operación Normal 2019



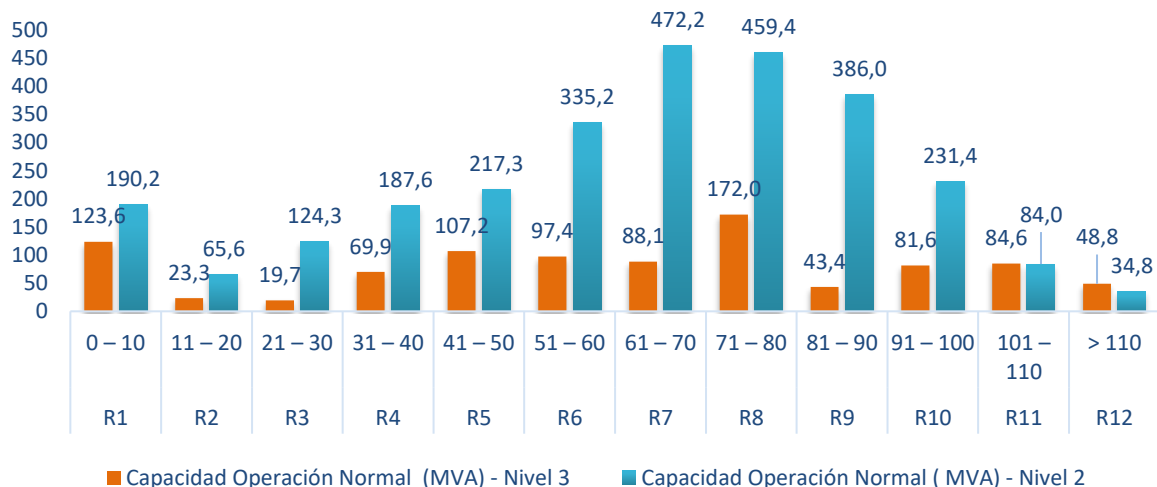
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2019

- 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	123,56	464,8	190,22
R2	11 – 20	189,7	23,28	399,9	65,60
R3	21 – 30	243,6	19,71	495,6	124,28
R4	31 – 40	300,0	69,88	576,4	187,59
R5	41 – 50	96,8	107,25	679,8	217,26
R6	51 – 60	136,7	97,40	654,5	335,21
R7	61 – 70	181,2	88,05	691,6	472,22
R8	71 – 80	115,7	172,00	565,4	459,35
R9	81 – 90	97,4	43,40	301,9	386,00
R10	91 – 100	48,8	81,59	147,6	231,37
R11	101 – 110	0,0	84,58	59,7	83,96
R12	> 110	68,1	48,83	14,3	34,81

Cargabilidad Líneas N3 y N2 vs Carga Máxima en Condiciones de Operación Normal año 2019



Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2019

Proyectos en Redes de MT en Bogotá y Cundinamarca

Las inversiones en el año 2019 en redes de media tensión nivel de tensión 2 y 3 se indican en la siguiente tabla:

Tabla 4.9 Km de red MT

Nivel de Tensión	Bogotá	Cundinamarca
km de red Nivel 2	282	472
km de red Nivel 3	12	20

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2019

Tabla 4.10 Cargabilidad de transformadores de distribución

RANGO	RANGO DE CARGABILIDAD (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R01	0 – 10	33765	2905
R02	11 – 20	15117	1723
R03	21 – 30	8371	952
R04	31 – 40	5842	600
R05	41 – 50	4106	407
R06	51 – 60	2938	279
R07	61 – 70	1888	178
R08	71 – 80	1156	102
R09	81 – 90	612	50
R10	91 – 100	395	30
R11	101 – 110	234	16
R12	> 110	301	19
Total		74.725	7.261

4.4.3. Calidad del Servicio

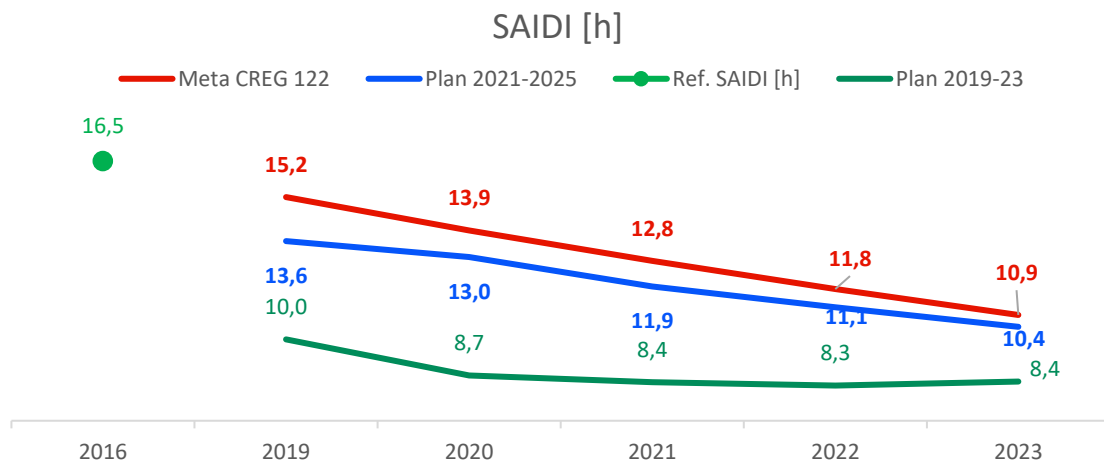
A continuación, los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2019 respecto a las metas planeadas 2019-2023.

Calidad Media:

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

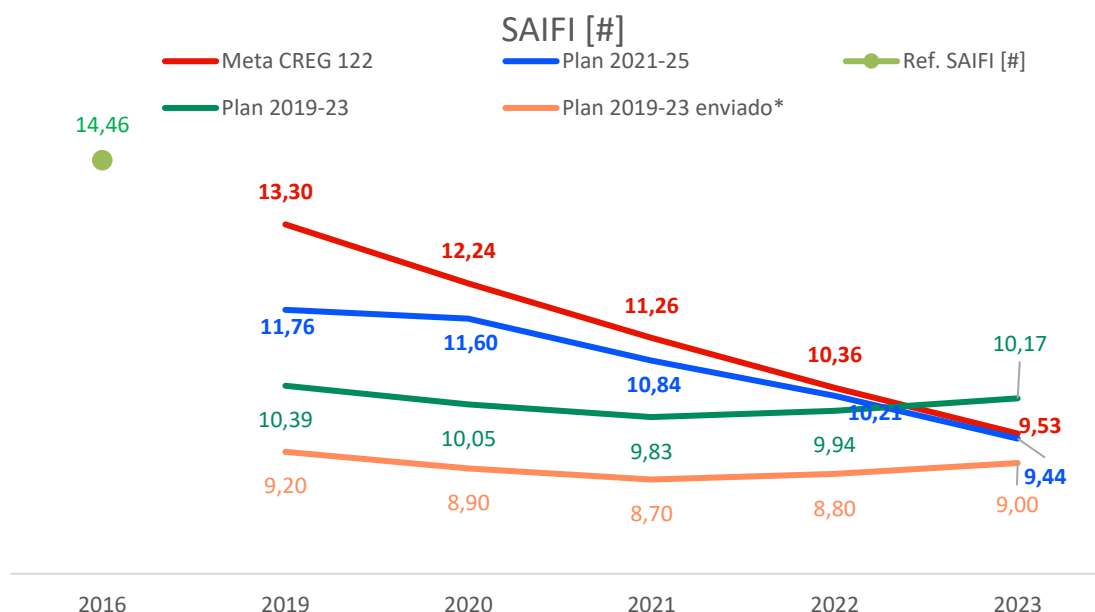
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo (2019-2023), se están preparando nuevos proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL.

SAIDI: El cierre del año 2019, respecto a la meta regulatoria (15,155 horas) estuvo 1,6 horas por debajo llegando a 13,555 horas. En la curva azul se indica la meta actualizada 2021-2025.



Gráfica 4-6 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2019 respecto a la meta regulatoria (13,30 veces) estuvo 1,54 veces por debajo llegando a 11,76 veces. En la curva azul se indica la meta actualizada 2021-2025.



Gráfica 4-7 SAIFI (#)

*La senda de SAIFI “Plan 2019-23 enviado” corresponde a la senda declarada en el plan 2019-23 enviado en 2018, por su parte la senda “Plan 2019-23” considera las mejoras estimadas inicialmente partiendo de la referencia aprobadas en resolución CREG 122, sin embargo, la senda “Plan 2021-25” corresponde a una primera estimación de los beneficios esperados por el plan de inversiones que se está preparando para presentar en el mes de agosto de 2020 en atención a los criterios del numeral 6.6 de la Res. CREG 015 de 2018, se cumple con la meta regulatoria establecida en la Resolución CREG 122 de 2020.

Calidad individual: Medida con los indicadores DIU y FIU

DIUG-FIUG: Incluye los valores de referencia DIUG y FIUG para los grupos de calidad de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 122 de 2020.

Tabla 4.11 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

Nivel de Tensión	Grupo calidad	DIUG	FIUG
1	32	172.29	91
1	33	187.53	118
2	11	5.38	11
2	12	-	-
2	13	-	-
2	21	6.14	10
2	22	15.91	51
2	23	-	-
2	31	11.87	16
2	32	15.14	7
2	33	18.52	38
3	11	5.38	11
3	12	-	-
3	13	-	-
3	21	6.14	10
3	22	15.91	51
3	23	-	-
3	31	11.87	16
3	32	15.14	7
3	33	18.52	38

- SUPERAN DIUG 2019: Cantidad de transformadores cuyo DIU superó el DIUG mensualizado y anual por grupo de calidad.

Tabla 4.12 Transformadores que superan DIUG 2019

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
11	1	6902
11	23	1030
12	1	106
12	23	40
21	1	1219
21	23	73
22	1	266
22	23	32
23	1	51
23	23	3

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
31	1	5703
31	23	483
32	1	1100
32	23	49
33	1	423

- SUPERAN FIUG 2019: Cantidad de transformadores cuyo FIU supera el FIUG mensualizado y anual por grupo de calidad.

Tabla 4.13 Transformadores que superan FIUG 2019

Grupo calidad	Nivel de Tensión	Cantidad de Transformadores
11	1	4152
11	23	382
12	1	185
12	23	40
21	1	1401
21	23	61
22	1	342
22	23	22
23	1	24
23	23	3
31	1	4007
31	23	382
32	1	1564
32	23	49
33	1	456
33	23	3

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

5.1 Resumen por Tipo de Inversión y nivel de tensión

Tabla 5.1 Resumen de inversiones por tipo y nivel de tensión

Tipo de inversión	Nivel de Tensión 1	Nivel de Tensión 2	Nivel de Tensión 3	Nivel de Tensión 4	Total
I	153.952.000	5.162.772.085	1.282.362.400		6.599.086.485
II	18.118.614.370	86.691.856.346	44.825.233.182	14.227.849.831	163.863.553.729
III	81.170.431.170	163.885.438.630	20.209.722.888	21.916.266.374	287.181.859.063
IV	1.312.645.328	179.735.904.497	48.557.126.475	24.194.875.174	253.800.551.474
Total general	100.755.642.868	435.475.971.558	114.874.444.946	60.338.991.378	711.445.050.751

Valores en pesos de diciembre de 2017

Fuente: Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 CODENSA S.A. E.S.P solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

5.2 Resumen por Foco de Inversión

Tabla 5.2 Resumen de inversiones por foco de inversión

Foco de Inversión	INVA*
Expansión	170.462.640.214
Calidad del servicio	129.654.379.346
Reposición	287.181.859.063
Planes Ordenamiento Territorial y Concesiones Viales	66.464.236.678
Gestión de Activos	57.681.935.450
Total	711.445.050.751

Valores en pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 CODENSA S.A. E.S.P solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

5.3 Proyectos Relevantes

A continuación, se presenta un listado de los proyectos relevantes que entraron en operación en el año 2019 y cuya ejecución supera el INVA, los cuales representan el 64 % del INVTR.

Tabla 5.3 Proyectos Relevantes

Focos de Inversión	Código del Proyecto	Nombre del proyecto	INVA*	INVTR
Expansión	CDIE_CADNBA_R0125_19	CONEXIONES MASIVOS RURAL RED BT _19	2.592.410.912	7.982.500.888
	CDIE_CADNRA_R0126_19	CONEXIONES MASIVOS RURAL RED MT _19	5.098.428.290	5.546.748.486

Focos de Inversión	Código del Proyecto	Nombre del proyecto	INVA*	INVTR
	CDIE_CADNRA_R0010_19	GRANDES CLIENTES RURAL _19	5.492.280.475	6.514.403.863
	CDIM_CADCRA_RCN02_19	AMPLIACION CAPACIDAD MT CUNDINAMARCA _19	6.401.160.000	7.092.482.809
	CDIM_CADCRA_RCN04_19	AMPLIACION PQRS RURAL _19	253.554.000	514.111.984
Calidad del Servicio	CDIE_CBCCRM_P0054_19	PC - RECONFIGURACION REDES MT _19	5.847.295.000	13.052.791.660
	CDIE_CBCCRM_R0028_19	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB _19	28.047.116.679	38.610.815.335
Reposición Líneas y Subestaciones	CDIM_CBSGAM_R0070_19	REPOSICION INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4 _19	774.098.000	2.432.809.700
	CDIM_CBSGSM_R0207_19	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4 _19	1.194.081.984	1.776.740.256
	CDIM_CBSGSM_P0042_19	SUSTITUCION DE TRAFOS MT-MT _19	382.902.000	1.549.427.500
Reposición Infraestructura Red	CDIE_CBCCBM_RCN18_19	PC - EXTRA CALIDAD BT RURAL _19	10.551.635.060	11.392.393.291
	CDIE_CBCCRM_R0021_19	PC - EXTRA CALIDAD URBANA MT _19	15.071.256.086	33.659.838.755
	CDIE_CBCCRM_RCN29_19	PC - ADECUACION REDES MT RURAL _19	6.222.765.000	6.825.869.077
	CDIE_CBCCRM_R0022_19	PC - ADECUACION REDES MT URBANO _19	9.258.761.000	10.843.778.865
	CDIM_CBSGRM_R0074_19	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2 _19	10.284.891.000	15.071.012.968
	CDIM_CBSGRM_P0021_19	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 1 _19	4.615.565.720	8.299.222.698
	CDIM_CBSGBM_R0176_19	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1 _19	957.017.000	1.553.803.431
	CDIM_CBSGBM_R0178_19	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1 _19	663.488.280	1.266.788.634
	CDIM_CBSGRM_RCN21_19	EQUIPOS RURAL _19	953.379.000	2.323.110.841
	CDIM_CBSGRM_R0195_19	EQUIPOS URBANOS _19	726.384.000	2.476.095.084
	CDIM_CBSGCM_R0088_19	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA _19	6.665.486.000	14.244.000.000
	CDIM_CBSGCM_R0090_19	RES. 222 MADS EQUIPOS PCBS URBANO _19	2.540.253.000	5.457.032.000
	CDIM_CBSGCM_R0091_19	SUBESTACIONES FRENTE VIVO _19	204.463.614	679.097.403
	CDIE_CAOLRM_P0018_19	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL _19	34.162.464.631	51.690.082.031
Planes de Ordenamiento-POT y Concesiones	CDIE_CAOLRM_R0137_19	MAG - PLAN ORDENAMIENTO TERRITO DISTRITO _19	11.995.661.064	36.079.379.279
	CDIE_CAOLRM_R0134_19	MAG - CONCESIONES _19	2.856.918.913	4.424.551.523
Gestión de Activos	CDIM_CAOOPE_R0043_19	GESTION DE ACTIVOS _19	57.681.935.450	74.058.044.530

Valores en pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 ENEL CODENSA solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

Expansión

Principalmente en la zona de Cundinamarca se presentaron mayores requisiciones de nuevas conexiones y ampliaciones de la red, generando expansiones en las redes de media y baja tensión.

Calidad del servicio

Estos proyectos pertenecen al plan para el mejoramiento de la calidad del servicio y desarrollaron las siguientes actividades entre otras: Remodelación y reconfiguración de la red de Media Tensión y mayor avance del Telecontrol en Bogotá.

Reposición Líneas y Subestaciones

Las mayores requisiciones del sistema de distribución aumentaron la ejecución en reposiciones de infraestructura en líneas y subestaciones de potencia.

Reposición Infraestructura Red

Por el comportamiento de la infraestructura de la red se necesitaron mayores reposiciones en las redes de media y baja tensión. Adicionalmente, fue necesario incrementar el cambio de equipos de red y transformadores de distribución.

Planes de Ordenamiento-POT y Concesiones Viales

En el año 2019 se acumuló la entrada en operación primordialmente de los proyectos del Plan de Ordenamiento Territorial de Bogotá que soportan los avances en el cumplimiento de la meta de subterranización contemplada en el Decreto 190 de 2004. Por otra parte, se presentaron mayores ejecuciones en los proyectos de concesiones viales.

Proyectos Gestión de Activos

Mayores inversiones correspondientes al proyecto E4E que finalizó en 2019 con la entrada en operación de las herramientas funcionales.

6 AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS

Tabla 6.1 Resumen Inversiones ejecutadas por Categoría y nivel de tensión

Categoría de Activos	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2	Nivel de tensión 3	Nivel de tensión 4	Total
01-Transformadores de Potencia	-	4.416.533.500	4.968.408.000	-	9.384.941.500
02-Compensaciones	-	-	-	-	-
03-Bahías y Celdas	-	8.042.539.135	2.272.683.935	4.002.883.412	14.318.106.482
04-Equipos de Control y Comunicaciones	-	2.299.332.000	1.016.846.252	1.734.579.221	5.050.757.473
05-Equipos de Subestación	-	8.639.291.000	633.465.000	609.876.000	9.882.632.000
06-Otros Activos subestación	-	9.616.158.223	9.339.123.500	9.105.237.500	28.060.519.223
07-Líneas Aéreas	-	59.693.976.035	19.486.660.706	2.432.809.700	81.613.446.441
08-Líneas Subterráneas	-	197.493.891.173	9.531.336.212	-	207.025.227.385
09-Equipos de Línea	-	52.179.955.146	3.642.810.000	-	55.822.765.146

Categoría de Activos	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2	Nivel de tensión 3	Nivel de tensión 4	Total
10-Centro de Control	-	24.998.342.178	24.998.342.178	24.998.342.178	74.995.026.533
11-Transformadores de Distribución	51.086.436.000	-	-	-	51.086.436.000
12-Redes de Distribución	37.652.316.673	-	-	-	37.652.316.673
Total	88.738.752.673	367.380.018.389	75.889.675.783	42.883.728.011	574.892.174.856

valores en pesos de diciembre de 2017

Fuente: Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 ENEL CODENSA solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

6.1. Avance en cumplimiento de metas de expansión

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
AMPLIACION CAPACIDAD MT BOGOTA _19	9.809.471.200	3.837.777.459	-5.971.693.741
AMPLIACION CAPACIDAD MT CUNDINAMARCA _19	6.401.160.000	7.092.482.809	691.322.809
AMPLIACION CAPACIDAD SE CHIA - REDES _19	4.288.040.900		-4.288.040.900
AMPLIACION CAPACIDAD SE CHIA AT-MT _19	4.900.923.000		-4.900.923.000
AMPLIACION CAPACIDAD SE NOROESTE - REDES _19	3.865.486.000		-3.865.486.000
AMPLIACION CAPACIDAD SE NOROESTE AT-MT _19	16.599.014.204	6.768.992.894	-9.830.021.310
AMPLIACION CASAS DE CONTROL _19		25.985.632.500	25.985.632.500
AMPLIACION PQRS RURAL _19	253.554.000	514.111.984	260.557.984
AMPLIACION PQRS URBANO _19	519.440.700	204.467.894	-314.972.806
AMPLIACION SALIDAS SE FLANDES 34.5 KV _19	2.886.464.000		-2.886.464.000
AMPLIACION SE EL ROSAL MT-MT _19	655.592.600		-655.592.600
AMPLIACION SE MANGOS - REDES _19	4.343.040.900		-4.343.040.900
AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV - REDES _19	9.115.180.750	4.610.199.617	-4.504.981.133
AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV _19	4.894.642.000	2.665.550.900	-2.229.091.100
AMPLIACION SE MT-MT ALTO_TRIGO _19	1.009.671.800		-1.009.671.800
AMPLIACION SE MT-MT LOS_MANGOS _19	2.535.574.501		-2.535.574.501
CONEXIONES MASIVAS URBANA RED BT _19	14.389.017.792	10.277.297.337	-4.111.720.455
CONEXIONES MASIVAS URBANA RED MT _19	30.271.483.109	26.825.450.692	-3.446.032.417
CONEXIONES MASIVOS RURAL RED BT _19	2.592.410.912	7.982.500.888	5.390.089.976
CONEXIONES MASIVOS RURAL RED MT _19	5.098.428.290	5.546.748.486	448.320.196
EXPANSION ZONAS PERIFERICAS _19	1.600.629.986	1.464.333.949	-136.296.037
GRANDES CLIENTES RURAL _19	5.492.280.475	6.514.403.863	1.022.123.388
GRANDES CLIENTES URBANA _19	4.654.526.100	3.656.502.266	-998.023.834
MAG - REMUNERACION RED Y CDS PARTICULAR _19	183.834.480	142.903.706	-40.930.774
PC - REDISENO REDES SE COMPARTIR _19	4.408.999.913		-4.408.999.913
PC - REDISENO REDES SE TERMINAL _19	916.401.577		-916.401.577

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
PC - SE AT-MT COMPARTIR _19	15.731.954.800		-15.731.954.800
PC - SE PANAGUA MT-MT _19	6.003.278.800		-6.003.278.800
SUBESTACION GRAN SABANA - REDES _19	2.881.310.040	9.779.723	-2.871.530.317
SUBESTACION SAN JOSE REDES _19	4.160.827.385	311.929.149	-3.848.898.236

Valores en pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 ENEL CODENSA solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

6.2. Avance en cumplimiento de metas de reposición de activos

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
ADECUACION SISMORRESISTENTE SE TUNAL _19	-		-
ADECUACION SISMORRESISTENTE SE USAQUEN _19	582.030.000		-582.030.000
AT NORMALIZACION REPOSICION SE SAN MATEO _19		4.061.053.286	4.061.053.286
CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA _19	2.345.184.000	719.419.000	-1.625.765.000
EQUIPOS RURAL _19	953.379.000	2.323.110.841	1.369.731.841
EQUIPOS URBANOS _19	726.384.000	2.476.095.084	1.749.711.084
MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - RURAL _19	9.365.691.000		-9.365.691.000
MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - URBANO _19	4.927.620.162		-4.927.620.162
NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT EL SOL _19		1.054.414.253	1.054.414.253
NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT VICTORIA _19		429.547.588	429.547.588
NORMALIZ Y REPOS SE MORATO _19	981.595.000		-981.595.000
NORMALIZACION CD - CODOS MT _19	220.731.000		-220.731.000
NORMALIZACION LINEA LG-FL _19	358.488.000		-358.488.000
NORMALIZACION LINEA ZP-UB _19	3.632.914.000		-3.632.914.000
NORMALIZACION RED MONOFASICA 7.6 KV _19	5.589.987.338		-5.589.987.338
NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE _19	1.645.518.040	384.966.175	-1.260.551.865
NORMALIZACION SPT CUMPLIMIENTO RETIE _19	5.864.467.200		-5.864.467.200
NORMALIZACION SPT LAT RETIE _19	1.161.224.000		-1.161.224.000
NORMALIZACION SPT RETIE RURAL _19	4.188.138.560		-4.188.138.560
NORMALIZACION SSEE FRONTERA SE BALSILLAS _19	3.336.421.040		-3.336.421.040
PC - ADECUACION REDES MT RURAL _19	6.222.765.000	6.825.869.077	603.104.077
PC - ADECUACION REDES MT URBANO _19	9.258.761.000	10.843.778.865	1.585.017.865
PC - EXTRA CALIDAD BT RURAL _19	10.551.635.060	11.392.393.291	840.758.231
PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO _19	7.798.707.394	6.520.380.429	-1.278.326.965
PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT _19	26.989.167.722	23.677.819.544	-3.311.348.178
PC - EXTRA CALIDAD URBANA MT _19	15.071.256.086	33.659.838.755	18.588.582.669

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
PC - NORMALIZACION SE MT-MT _19	9.258.007.000	4.541.188.599	-4.716.818.401
PC - REPOSICION INTERRUPTORES AT _19	3.174.921.830	2.789.050.671	-385.871.159
REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU - RED _19	238.540.883		-238.540.883
REEMPLAZO RCS A MODULOS SSEE GG-MO-BA _19	376.755.669	311.435.979	-65.319.690
REPOSICION CELDAS SE BOLIVIA _19	9.864.606.582	2.826.520.516	-7.038.086.066
REPOSICION CELDAS SE BOSANOVA _19	9.864.606.582		-9.864.606.582
REPOSICION CELDAS SE USAQUEN _19	6.791.532.436		-6.791.532.436
REPOSICION CELDAS SE VERAGUAS _19	9.864.606.582		-9.864.606.582
REPOSICION CENTRO CHIA _19		486.307.555	486.307.555
REPOSICION INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4 _19	774.098.000	2.432.809.700	1.658.711.700
REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1 _19	9.572.100.000	3.609.633.606	-5.962.466.394
REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2 _19	10.284.891.000	15.071.012.968	4.786.121.968
REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4 _19	1.194.081.984	1.776.740.256	582.658.272
REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1 _19	957.017.000	1.553.803.431	596.786.431
REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2 _19	26.101.950.000	7.714.349.010	-18.387.600.990
REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 1 _19	4.615.565.720	8.299.222.698	3.683.656.978
REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 2 _19	8.082.241.200	8.023.618.820	-58.622.380
REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1 _19	663.488.280	1.266.788.634	603.300.354
REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N2 _19	10.775.643.600	5.533.980.007	-5.241.663.593
RES. 222 MADS EQUIPOS PCBS RURAL _19	5.504.276.000	3.402.676.000	-2.101.600.000
RES. 222 MADS EQUIPOS PCBS URBANO _19	2.540.253.000	5.457.032.000	2.916.779.000
SUBESTACIONES FRENTE VIVO _19	204.463.614	679.097.403	474.633.789
SUSTITUCION DE CABLES ARMADOS _19	5.961.586.500		-5.961.586.500
SUSTITUCION DE TRAFOS AT-MT _19	3.212.322.000	382.902.000	-2.829.420.000
SUSTITUCION DE TRAFOS MT-MT _19	382.902.000	1.549.427.500	1.166.525.500
TRAFOS Y EQUIPOS RURAL _19	18.483.851.000	9.340.277.000	-9.143.574.000
TRAFOS Y EQUIPOS URBANA _19	6.665.486.000	14.244.000.000	7.578.514.000

Valores en pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 ENEL CODENSA solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

6.3. Avance en cumplimiento de metas de mantenimiento de pérdidas

Como se mencionó anteriormente, el nivel de pérdidas de Enel Codensa se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes por lo que no se presentó un plan de reducción de pérdidas.

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

7.1. Desviaciones Agregadas

En la siguiente tabla se muestran los valores de INVA, INVTR y las diferencias entre estos valores para cada categoría y nivel de tensión.

Tabla 7.1 Desviaciones del plan de inversión

INVA*					
Categoría de Activos	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2	Nivel de tensión 3	Nivel de tensión 4	Total
01-Transformadores de Potencia	-	16.508.620.500	2.484.204.000	3.212.322.000	22.205.146.500
02-Compensaciones	-	-	902.491.838	-	902.491.838
03-Bahías y Celdas	-	24.893.806.500	18.093.361.469	9.289.801.814	52.276.969.783
04-Equipos de Control y Comunicaciones	-	11.918.705.000	4.425.168.614	5.727.177.361	22.071.050.975
05-Equipos de Subestación	-	2.802.206.000	478.413.000	609.876.000	3.890.495.000
06-Otros Activos subestación	-	7.441.944.138	3.375.814.180	7.204.281.560	18.022.039.878
07-Líneas Aéreas	-	159.876.032.676	16.573.167.608	7.120.982.800	183.570.183.084
08-Líneas Subterráneas	-	151.220.189.002	36.685.143.394	-	187.905.332.396
09-Equipos de Línea	-	33.639.917.900	4.682.131.000	-	38.322.048.900
10-Centro de Control	-	27.174.549.843	27.174.549.843	27.174.549.843	81.523.649.529
11-Transformadores de Distribución	57.431.192.000	-	-	-	57.431.192.000
12-Redes de Distribución	43.324.450.868	-	-	-	43.324.450.868
Total	100.755.642.868	435.475.971.558	114.874.444.946	60.338.991.378	711.445.050.751

INVTR					
Categoría de Activos	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2	Nivel de tensión 3	Nivel de tensión 4	Total
01-Transformadores de Potencia	-	4.416.533.500	4.968.408.000	-	9.384.941.500
02-Compensaciones	-	-	-	-	-
03-Bahías y Celdas	-	8.042.539.135	2.272.683.935	4.002.883.412	14.318.106.482
04-Equipos de Control y Comunicaciones	-	2.299.332.000	1.016.846.252	1.734.579.221	5.050.757.473
05-Equipos de Subestación	-	8.639.291.000	633.465.000	609.876.000	9.882.632.000
06-Otros Activos subestación	-	9.616.158.223	9.339.123.500	9.105.237.500	28.060.519.223
07-Líneas Aéreas	-	59.693.976.035	19.486.660.706	2.432.809.700	81.613.446.441
08-Líneas Subterráneas	-	197.493.891.173	9.531.336.212	-	207.025.227.385
09-Equipos de Línea	-	52.179.955.146	3.642.810.000	-	55.822.765.146
10-Centro de Control	-	24.998.342.178	24.998.342.178	24.998.342.178	74.995.026.533

11-Transformadores de Distribución	51.086.436.000	-	-	-	51.086.436.000
12-Redes de Distribución	37.652.316.673	-	-	-	37.652.316.673
Total	88.738.752.673	367.380.018.389	75.889.675.783	42.883.728.011	574.892.174.856

Diferencias					
Categoría de Activos	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2	Nivel de tensión 3	Nivel de tensión 4	Total
01-Transformadores de Potencia	-	-12.092.087.000	2.484.204.000	-3.212.322.000	-12.820.205.000
02-Compensaciones	-	-	-902.491.838	-	-902.491.838
03-Bahías y Celdas	-	-16.851.267.365	-15.820.677.534	-5.286.918.402	-37.958.863.301
04-Equipos de Control y Comunicaciones	-	-9.619.373.000	-3.408.322.362	-3.992.598.140	-17.020.293.502
05-Equipos de Subestación	-	5.837.085.000	155.052.000	-	5.992.137.000
06-Otros Activos subestación	-	2.174.214.085	5.963.309.320	1.900.955.940	10.038.479.345
07-Líneas Aéreas	-	-100.182.056.641	2.913.493.098	-4.688.173.100	-101.956.736.643
08-Líneas Subterráneas	-	46.273.702.171	-27.153.807.182	-	19.119.894.989
09-Equipos de Línea	-	18.540.037.246	-1.039.321.000	-	17.500.716.246
10-Centro de Control	-	-2.176.207.665	-2.176.207.665	-2.176.207.665	-6.528.622.995
11-Transformadores de Distribución	-6.344.756.000	-	-	-	-6.344.756.000
12-Redes de Distribución	-5.672.134.195	-	-	-	-5.672.134.195
Total	-12.016.890.195	-68.095.953.169	-38.984.769.164	-17.455.263.367	-136.552.875.895

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 ENEL CODENSA solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

7.2. Proyectos Adicionales

Adicional a los proyectos presentados en el Plan 2019-2023, se incorporaron los siguientes 6 proyectos los cuales estaban en ejecución en el año 2018 y fueron puestos en operación en el año 2019 y todos corresponden a reposición de infraestructura. Agregados en el formato INVTR.

Tabla 7.2 Proyectos Adicionales

Nombre del proyecto	Tipo de proyecto	Descripción del proyecto	INVTR
NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT EL SOL_19	III	Reposición de algunos activos en la Subestación El Sol.	1.054.414.253
AT NORMALIZACION REPOSICION SE SAN MATEO_19	III	Reemplazo de las celdas de media tensión de la subestación San Mateo.	4.061.053.286
NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT VICTORIA_19	III	Reposición de algunos activos en la Subestación Victoria .	429.547.588
REPOSICION CENTRO CHIA_19	III	Reemplazo de los activos de la subestación Centro Chía.	486.307.555

Nombre del proyecto	Tipo de proyecto	Descripción del proyecto	INVTR
NORMALIZACION SIST MEDIDA_19	III	Reemplazo de CTs, PTs y medidores	7.300.369.000
AMPLIACION CASAS DE CONTROL_19	I	Ampliación de casas de control en subestaciones de nivel de tensión 4 cumpliendo la normatividad técnica y ambiental vigente	25.985.632.500

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

Con respecto al proyecto AMPLIACION CASAS DE CONTROL_19, son adecuaciones y ampliaciones civiles en 27 casas de control de subestaciones AT/MT.

7.3. Diferencias de inversiones ejecutadas con respecto al reporte al LAC

Es importante aclarar, que en el presente informe las cifras de ejecución de inversiones de 2019, son levemente superiores a las reportadas en el aplicativo CARPERLAC de XM el domingo 28 de junio de 2020 dando cumplimiento al cronograma establecido para el cálculo de cargos, como se presenta a continuación:

Tabla 7.3 Valoración Actual INVTR por Nivel de Tensión

Valoración actual Tipo de inversión	Nivel de Tensión 1	Nivel de Tensión 2	Nivel de Tensión 3	Nivel de Tensión 4	Total
I	8.454.969.865	32.119.050.656	9.787.490.085	9.150.928.300	59.512.438.905
II	10.894.468.255	35.328.102.661	14.621.718.399	1.354.706.894	62.198.996.209
III	36.550.777.655	92.862.621.549	9.816.161.955	5.083.948.367	144.313.509.525
IV	32.838.536.899	207.070.243.523	41.664.305.344	27.294.144.450	308.867.230.217
Total general	88.738.752.673	367.380.018.389	75.889.675.783	42.883.728.011	574.892.174.856

Tabla 7.4 Valoración enviada a XM INVTR por Nivel de Tensión

Información enviada a XM Tipo de inversión	Nivel de Tensión 1	Nivel de Tensión 2	Nivel de Tensión 3	Nivel de Tensión 4	Total
I	7.999.506.161	31.632.050.799	9.946.680.143	9.622.673.348	59.200.910.452
II	11.558.109.771	34.004.135.941	21.630.176.981	1.870.141.894	69.062.564.588
III	36.557.315.952	93.344.800.161	9.652.038.285	4.612.203.319	144.166.357.716
IV	32.623.820.789	207.783.618.178	34.655.055.642	26.778.652.932	301.841.147.541
Total general	88.738.752.674	366.764.605.079	75.883.951.052	42.883.671.492	574.270.980.297

Nota: Se aclara que a XM se reportaron los totales por niveles de tensión y las inversiones de los Tipo I y III.

En vista de la expedición de la Resolución 122 de 2020, al interior de la empresa fue necesario efectuar dos tareas simultáneas bajo restricciones de tiempo, una consistente en revisar los criterios y decisiones

adoptados por la CREG en relación con la aprobación de inversiones, y otra, asociada con el alistamiento del reporte de ejecución de inversiones en la plataforma de XM con un plazo máximo de 2 días calendario. Se resalta este aspecto, ya que solo hasta el viernes 26 de junio de 2020, la empresa tuvo acceso al Link suministrado por la CREG para descargar el inventario reconocido INVA y así poder alinear y sincronizar los criterios para efectuar el cruce de información de activos, y estructurar el reporte de inversiones ejecutadas a entregar a XM.

Las cifras presentadas en el presente informe tienen un mayor sustento, debido a que, después del reporte a XM, se pudo disponer de mayor tiempo en la revisión exhaustiva de la información y efectuar varias iteraciones para verificar la calidad de datos.

Así mismo, como las cifras actualizadas son levemente mayores que las reportadas a XM, se considera desde el punto de vista tarifario, no está implicando que la empresa estuviera facturando una remuneración por encima de lo real. Se somete a consideración de la CREG este aspecto para su respectivo análisis.

8. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

Tabla 8.1 Inversiones asociadas a Calidad del Servicio

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
COMPENSACION REACTIVA SE FONTIBON _19	1.329.090.838		-1.329.090.838
DRT - GE PR AT-MT, MT-MT _19	1.040.804.941	603.633.423	-437.171.519
DRT - INST RC EN SE _19	2.406.108.000	1.132.921.996	-1.273.186.004
DRT - MOD RTU SE FASE II _19	9.177.702.300		-9.177.702.300
DRT - REEMPLAZO DE PROT _19	984.805.611	721.389.947	-263.415.664
DRT - TLC SE MT-MT S6000 _19	705.473.640		-705.473.640
INSTALACION RMU - SSEE _19	411.996.000		-411.996.000
NORMALIZACION SIST MEDIDA _19		7.300.369.000	7.300.369.000
PC - AMPL SALIDA SE JAPON MT-MT _19	207.055.701		-207.055.701
PC - AMPL SALIDA SE JUNIN MT-MT _19	146.068.900		-146.068.900
PC - AMPL SALIDA SE MEDINA MT-MT _19	207.055.701		-207.055.701
PC - AMPL SALIDA SE PARATEBUENO MT-MT _19	207.055.701		-207.055.701
PC - CENTROS SATELITE - SE BOGOTA _19	28.390.000		-28.390.000
PC - CENTROS SATELITE - UOB _19	1.850.950.800	973.946.399	-877.004.401
PC - CENTROS SATELITE - UOC _19	4.438.237.100		-4.438.237.100
PC - RECONFIGURACION REDES MT _19	5.847.295.000	13.052.791.660	7.205.496.660
PC - REDISEÑO REDES SE JAPON _19	3.640.858.612	1.131.713.369	-2.509.145.243
PC - REDISEÑO REDES SE MEDINA _19	1.298.848.620		-1.298.848.620

Nombre del proyecto	INVA	INVTR	Diferencia
PC - REDISEÑO REDES SE PARATEBUENO _19	2.542.702.560	460.139.029	-2.082.563.531
PC - REDISEÑO REDES SE QUETAME _19	3.542.894.000		-3.542.894.000
PC - REDISEÑO REDES SE SANTIAMEN _19	3.115.165.236		-3.115.165.236
PC - REDISEÑO REDES SE SAUCES _19	3.699.751.400		-3.699.751.400
PC - SE MT-MT BOQUERON REDES _19	2.070.045.000		-2.070.045.000
PC - SE MT-MT CABRERA _19	2.980.469.086		-2.980.469.086
PC - SE MT-MT CABRERA REDES _19	4.052.176.000		-4.052.176.000
PC - SE MT-MT TABACAL _19	4.723.034.086		-4.723.034.086
PC - SE MT-MT TABACAL-REDES _19	4.807.558.300		-4.807.558.300
PC - SUBESTACION MOVIL MT-MT _19	821.661.000		-821.661.000
PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD O&M _19	4.256.021.200		-4.256.021.200
PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB _19	28.047.116.679	38.610.815.335	10.563.698.656
PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC _19	31.067.987.335	23.797.965.582	-7.270.021.753

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

***Fuente:** Valor regulatorio Formato 5 Anexo a Res. CREG 122 de 2020. Mediante el radicado E-2020-008098 CODENSA S.A. E.S.P. solicitó a la CREG la valoración del plan aprobado por UC. Al respecto, la Comisión a través de la comunicación con radicado S-2020-003798 del 16/Jul/2020, notificó a CODENSA S.A. E.S.P. la formación del respectivo expediente administrativo dentro de la actuación con expediente 2020-0086.

9. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

El nivel de pérdidas de Enel Codensa se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes por lo que no se presentó un plan de reducción de pérdidas.

10. GESTIÓN DE ACTIVOS

El proyecto E4E finalizó en 2019 con la entrada en operación de las herramientas funcionales definidas y reportadas al regulador.

10.1 Go Live y Post Go Live

El inicio de la puesta en servicio de los nuevos sistemas fue el hito más importante para el proyecto dado que todos los sistemas anteriores salieron de servicio y ahora todas las personas debían realizar sus tareas diarias en los nuevos sistemas lo cual trajo retrasos en las actividades que se fueron solucionando de forma paulatina y priorizada, el cual se denominó plan de Post Go Live.

Post Go Live

La etapa de Post Go Live es un modelo de soporte que permitió resolver inquietudes, analizar y resolver problemas que se presenten en operación, creación o edición de roles de usuarios y la creación de tickets para revisar y ajustar la herramienta. Esta etapa operó 3 meses y estuvo formado por tres grupos

de apoyo: grupo Focal Point, grupo War Room, y los grupos de Soporte Funcional. El grupo de soporte Focal Point estuvo compuesto por 40 personas, el grupo de War Room estuvo compuesto por 73 personas y los grupos de Soporte Funcional estaba compuesto por los consultores de soporte. Cada grupo estuvo clasificado en las distintas funcionalidades de las herramientas.

Una vez los usuarios identifican hallazgos, estos son reportados de forma telefónica al grupo de Focal Point, los cuales los analizan y clasifican el hallazgo. El grupo de Focal Point genera una incidencia si el hallazgo está asociado a un problema técnico, en caso que ya exista un ticket creado por hallazgos similares se registra en la bitácora para realizar la respectiva retroalimentación una vez se cuente con la solución.

Los tickets creados son analizados y clasificados por los analistas de soporte funcional de acuerdo al tipo de error, posteriormente los tickets son solucionados por los grupos de soporte funcional o el grupo de War Room.

10.2 Gestión del Cambio

La estrategia de gestión del cambio para el proyecto E4E-GDS se enfocó en tres líneas de acción: directiva, formativa y adaptativa. La línea de acción directiva gestionó la campaña de comunicación interna, coordinó el taller de movilizadores y la profundización de roles. En la línea formativa se gestionó la formación técnica para el uso de las herramientas, la actualización de los procedimientos y procesos; adicionalmente se realizó un acompañamiento formativo en la fase de Post Go Live. La línea adaptativa se gestionaron los talleres de gestión del cambio, el programa formador de formadores y realizó el seguimiento al grupo de movilizadores.

El programa formador de formadores consistió en desarrollar las habilidades técnicas y habilidades pedagógicas de un grupo de profesionales con competencias destacadas en los distintos procesos asociados con el desarrollo del proyecto. Posteriormente, este grupo de profesionales denominado grupo de formadores desarrollaron el material de cada curso de formación teniendo en cuenta los cambios en procesos, responsabilidades y la adaptación del material compartido en los cursos tomados. Una vez se desarrolló el material de formación, el grupo coordinó la logística la disponibilidad de las herramientas software para los grupos de formación. Este grupo de formadores apoyo durante el Post Go Live la resolución de inquietudes en pasos para el desarrollo de actividades, inquietudes en responsabilidades y aclaración de los nuevos procedimientos.