



**Informe de ejecución
Plan de Inversiones
2021
ENEL COLOMBIA**

INFRAESTRUCTURA Y REDES COLOMBIA
DESARROLLO DE LA RED
Bogotá D.C.
Marzo 2022

TABLA DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	6
2.	RESUMEN EJECUTIVO.....	8
2.1.	DELTA INVA E INVR DE INFRAESTRUCTURA 2021.....	9
2.2.	BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN-BRAFO	10
2.3.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS	11
2.4.	GESTIÓN DE ACTIVOS	11
2.4.1.	<i>Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos</i> 11	
2.4.2.	<i>Avance de la implementación del sistema de Gestión de Activos</i>	11
2.4.2.1.	Descripción general del proyecto de Gestión de Activos	11
2.4.2.2.	Implementación del Sistema de Gestión de Activos	11
2.5.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES.....	15
2.6.	RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR	16
2.7.	PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES.....	16
2.8.	BASE REGULATORIA DE TERRENOS	17
2.9.	COSTOS SOCIO AMBIENTALES	18
3.	ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS.....	20
4.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO.....	23
4.1.	USUARIOS	24
4.2.	SOLICITUDES DE CONEXIÓN	24
4.3.	PÉRDIDAS.....	24
4.4.	OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2021 VERSUS EL PLAN 2019-2025.....	24
4.4.1.	<i>Demanda de energía y potencia</i>	25
4.4.2.	<i>Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)</i>	25
5.	RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO.....	31
5.1	RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN	31
5.2	RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN.....	31
5.3	PROYECTOS RELEVANTES	32
6.	AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO	34
6.1.	DESEMPEÑO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	34
6.2.	INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO	35
7.	DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	39
7.1.	PROYECTOS ADICIONALES	39



8.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	40
9.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	40

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.....	10
Tabla 2.5 Cronograma de trabajo de implementación.....	12
Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2021 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021	15
Tabla 2.7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3	16
Tabla 2.8 Proyectos Expansión de Cobertura	17
Tabla 2.9 Delta 2021 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)	18
Tabla 2.10 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017).....	18
Tabla 2.11 Participación de los Costos Socio Ambientales (pesos de diciembre 2017)	19
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado 2021.....	23
Tabla 4.2 Índice de Pérdidas	24
Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía	25
Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada	25
Tabla 4.5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación	25
Tabla 4.6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación	26
Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.	27
Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación	29
Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución	30
Tabla 5.1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión.....	31
Tabla 5.2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión	31
Tabla 5.3 Proyectos Relevantes	32
Tabla 6.1 Inversiones asociadas a calidad del servicio	35
Tabla 7.1 Proyectos Adicionales 2021	39

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios	24
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2021	26
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2021	27
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2021	28
Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2021.....	29
Gráfica 6-1 SAIDI (Horas).....	34
Gráfica 6-2 SAIFI (#).....	35

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, Enel Colombia 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, Enel Colombia 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 Enel Colombia 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 Enel Colombia 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 Enel Colombia 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.
- 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 (\$17.722.967.999) 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; Enel

Colombia entregó el informe actualizado de inversiones ejecutadas 2021 a través del radicado CREG- E-2021-015120 del 17 de diciembre de 2021.

- El pasado 12 de octubre de 2021 la firma TÜV Rheinland, emitió la certificación del Sistema de Gestión de activos de Enel Colombia bajo el estándar internacional ISO 55001:2014 con alcance para el portafolio de activos de Alta, Media Tensión y Centro de Control, con una vigencia de tres años, validando el compromiso de la Compañía frente al control y gestión efectiva de los activos, de cara a sus riesgos y oportunidades en el marco del cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Res CREG 036 de 2019.
- 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, el cual fue presentado en los medios dispuestos por el Regulador el 31 de marzo del 2022.

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 2021, acorde con el plan de inversiones 2019-2025 aprobado por la CREG en la Resolución 068 de 2021.

En la Tabla 2.1, se visualiza una comparación para el año 2021 entre el Plan de Inversiones aprobado (INVA) en la Resolución CREG 068 de 2021 y las inversiones ejecutadas (INVR). Es importante destacar que Enel Colombia 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.

Tabla 2.1 Inversiones por Foco de Inversión

Foco de Inversión	INVA	INVR
Calidad del servicio y Reposición	227.126.256.575	233.004.479.391
Expansión	121.941.067.509	184.419.341.907
Planes Ordenamiento Territorial	17.841.899.177	11.103.368.430
Total	366.909.223.261	428.527.189.727

Valores en pesos de diciembre de 2017

A continuación, se indica una breve explicación por foco de inversión.

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

Se ejecutaron inversiones en canalizaciones y subterranización de redes tanto en el distrito capital como en los municipios del área de influencia atendida por Enel Colombia en concordancia con las necesidades de las entidades gubernamentales. La diferencia entre las inversiones aprobadas y las realmente ejecutadas se debe a los cambios en la planificación de las obras para la construcción de canalización por parte del IDU, por ejemplo, el proyecto de Transmilenio en la Avenida 68.

- **Calidad del servicio y reposición de activos:**

Las inversiones en reposición y calidad del servicio del año 2021 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, en general se presentaron mayores necesidades de reposición de transformadores y equipos, redes de BT y MT y medidas técnicas forestales; asegurando el cumplimiento de las sendas de calidad de servicio y de los compromisos adquiridos con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en el plan de Mejoramiento suscrito para municipios en términos de duración de las interrupciones (SAIDI) y frecuencia de las interrupciones (SAIFI).

- **Expansión:**

Enel Colombia ha cumplido con los requerimientos de conexión de nuevos clientes recibidos durante 2021 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 54.144 de la totalidad de los 123.850 nuevos clientes incorporados en el 2021, 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 Enel Colombia como OR es el responsable.

A continuación, se presenta un análisis general de los proyectos más relevantes ejecutados durante el 2021 en todos los focos de inversión:

- **Reposiciones Infraestructura:** Se realizó la reposición y modernización de la infraestructura para mitigar posibles riesgos en la operación.
- **Conexiones Masivas y Grandes Clientes:** Se realizó la conexión de los clientes que solicitaron factibilidades de expansión de la red de MT y BT.
- **Conexión Fibra Óptica SSEE y TLC:** implementación de fibra óptica en S/E y equipos TLC con el fin de mejorar la disponibilidad del canal de comunicaciones
- **Subestación Móvil MT:** Se adquirieron para mejorar la calidad del servicio, mitigando interrupciones que se pueden presentar en las subestaciones, ya sea por fallas o intervenciones en las mismas.

2.1. Delta INVA e INVR de infraestructura 2021

En la Tabla 2.2, se presenta la variación en cantidad de infraestructura entre el INVA e INVR, los cuales fueron motivados por reemplazos o instalación de nuevos activos, en la siguiente tabla se destacan los principales deltas por tipo de infraestructura ejecutada en las inversiones del año 2021 con respecto al plan 2019-2025, indicando el valor planeado en el INVA y el valor logrado en el INVR:

Tabla 2.2 Deltas infraestructura

NIVEL DE TENSIÓN	INVA		INVR		DIFERENCIA (INVR - INVA)	
	KM DE CANALIZACIÓN	KM DE LÍNEA	KM DE CANALIZACIÓN	KM DE LÍNEA	KM DE CANALIZACIÓN	KM DE LÍNEA
1 - BAJA TENSIÓN	0	272,7	14,8	751,9	14,8	479,2
2- MEDIA TENSIÓN	34,5	640,5	89,5	609,3	55,0	-31,2
3- MEDIA TENSIÓN	16,3	86,7	3,5	179,6	- 12,8	92,9
4- ALTA TENSIÓN	0	11,8	0,03	3,9	0	- 7,9
TOTAL	50,7	1.011,8	107,8	1.544,8	57,0	533,0

Para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y 3), en la Tabla 2.3, 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		DELTA (INVR-INVA)	
	NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN	
	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT
KM DE CANALIZACIÓN	34,1	16,3	89,5	3,5	55,4	- 12,8
KM DE LINEA	288,3	59,5	370,5	130,1	82,2	70,6
KM RAMMING	0,6	0	0,2	0	- 0,4	0
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	7,0	0	6,0	4,0	-1,0	4,0

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

Las inversiones durante el año 2021 en proyectos de reposición de activos han generado una valoración de BRAFO por 96.283.415.146 distribuida en los niveles de tensión como se muestra en la Tabla 2.4

Tabla 2.4 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
1	27.977.244.225
2	52.222.766.843
3	3.464.632.293
4	12.618.771.786
Total	96.283.415.146

Valores en pesos de diciembre de 2017

El Pareto de la BRAFO se encuentra en los niveles de tensión 1 y 2 con un porcentaje de 29,06% y 54,24% respectivamente; en el nivel de tensión 1 el mayor volumen de reposición se presenta en transformadores de distribución (Categoría 11) , para los niveles de tensión 2 y 3 la mayor cantidad de reposición está dada da en líneas aéreas (Categoría 7) específicamente en los postes y finalmente en el nivel de tensión 4 se presenta un alto número de reposición asociado a la categoría 6 correspondiente a otros activos de subestación.

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 se identifican los circuitos que presentan mayor reposición con el objetivo de determinar las desviaciones con respecto al plan de inversión y establecer las necesidades de inversión de manera focalizada.

2.3. Mantenimiento de pérdidas

El nivel de pérdidas de Enel Colombia 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

A los sistemas de información para gestión de activos se les ha incorporado ajustes para un adecuado funcionamiento de acuerdo con lo solicitado por los usuarios internos de la compañía. 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.

Para el año 2021 se implementaron controles de cambio para mejora de la funcionalidad, acorde con la dinámica de los procesos y las oportunidades identificadas en la explotación de los sistemas. 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 implementada cuenta con tres etapas para el desarrollo del Sistema de Gestión de Activos –SGAC- conforme a la norma ISO 55001:

- 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 se implementan ampliando el alcance del portafolio de activos. Este portafolio se define de la siguiente manera:

- AT
- AT + MT + Centro de Control
- AT + MT+ BT

Para el año 2021, el enfoque se tuvo en la certificación de la norma ISO 55001 para el alcance de AT+MT + Centro de Control y la continuación de los planes de implementación del sistema para los activos en BT.

2.4.2.2.2. Cronograma de implementación del Sistema de gestión de activos

El cronograma de implementación presentado en la tabla 2.5 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	2ND-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							
Certificación Sistema de Gestión de Activos 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 2021 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 del Sistema de Gestión Integrada para dar cumplimiento a los planes de gestión de activos, los cuales fueron definidos durante el año 2021 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

Durante los meses de marzo y abril de 2021 se realizó la auditoría interna del Sistema para el segundo alcance: activos AT, MT y Centro de Control, se realizaron entrevistas sobre el desarrollo y desempeño de los procesos que hacen parte del ciclo de vida de los activos, incluyendo las áreas Staff que lo apoyan. Durante 27 días de auditoría se logró el segundo hito para la certificación en la norma ISO 55001:2014 y se evidenció que los objetivos del sistema demuestran un grado fuerte de apalancamiento para el direccionamiento estratégico, la estrategia corporativa y el cumplimiento regulatorio. Adicionalmente se concluyó que Enel Colombia ha desarrollado mecanismos para la identificación de riesgos estratégicos, tácticos y operativos, los cuales se implementan consistentemente de forma independiente en los procesos responsables.

Marco operativo

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”. Durante el 2021, se concentraron los esfuerzos en llevar a cabo la fase 2 de los modelos de estudio de vida útil, la cual comprende dos actividades principales, la primera es la implementación de los modelos de vida útil de la fase 1 y la segunda es el desarrollo de los modelos de vida útil para reconectadores, seccionalizadores y Apoyos MT.

La fase 1 del plan “Diseño e implementación de modelos de estimación del índice de salud y vida útil remanente para los activos de mayor criticidad” está compuesta por los activos de Transformadores AT, Bancos de compensación, Celdas MT, Líneas AT e interruptores AT.

En la implementación de los modelos de vida útil que componen la fase 1, se conformaron mesas de trabajo para cada uno de los modelos, en las cuales se implementó el siguiente plan de trabajo:

- Revisión modelo propuesto por la universidad Nacional de Colombia
- Conciliación del modelo a implementar
- Definición de nuevas entradas
- Asignación de pesos
- Consolidado de información y revisión de pruebas
- Evaluación del índice de salud
- Estimación de la vida remanente

Cabe resaltar que en la definición de dichos parámetros se tuvo en cuenta las políticas y estrategias de mantenimiento de Enel Colombia aplicables a cada uno de los activos de la fase 1.

Actualmente se ha implementado de manera exitosa el modelo de transformadores AT, los datos de índice de salud y vida remanente arrojados por los modelos fueron un factor clave para la definición del plan de mantenimiento y las inversiones del año 2022 en esta categoría de activos. Los otros cuatro (4) modelos restantes están en proceso de consolidación de la información y revisión de pruebas para así proceder con el cálculo de índice de salud y estimación de vida remanente.

Para la gestión de riesgos técnicos de los activos, durante el año 2020 se desarrolló la oficialización del instructivo IO3296 que define la metodología para la evaluación y clasificación de los riesgos operativos en torno a la gestión del activo, con el fin de evaluar, documentar y controlar los riesgos asociados a las fallas funcionales y técnicas de los activos. En el 2020 se finaliza la definición de los riesgos y controles para los activos de AT y en el 2021 se inicia la construcción de la matriz para los activos de MT.

Para Alta Tensión, se identificaron un total de 479 riesgos, para los 11 tipos de activos **contemplados**.

- Bahías (Acople/Transformación/ Línea/Seccionamiento/ Compensación)
- Banco de compensadores AT
- Barrajes AT y MT
- Celdas MT
- Centro de control principal y de respaldo
- Líneas AT
- Reconectores dentro de la subestación de MT
- Sistema de control, automatización y protecciones
- Sistemas esenciales DC y AC
- Subestación
- Transformador de potencia

Se inicia la construcción de la matriz de riesgos técnicos para los activos de MT. En la cual se contempla el siguiente portafolio de activos:

- Apoyos MT
- Líneas MT
- Reconectores
- RMU (Ring Main Unit)
- Seccionadores
- Seccionalizadores
- DPS (Pararrayos)
- Cajas de maniobra
- Puesta a tierra
- Transformadores de distribución MT/BT

Posteriormente, se proyecta para el año 2022 iniciar con el proceso de seguimiento a la gestión de riesgos, basándose en la ejecución de los controles planteados y la efectividad de estos. Los resultados de dicho seguimiento se exponen en el congreso de riesgos técnicos, a realizar con una frecuencia semestral y al que asisten las áreas responsables de ejecución de los controles. En caso de existir actualizaciones a la matriz, este es el escenario donde se divulgan dichas modificaciones.

En el capítulo 9 se describe el contenido del informe del 2021 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” de la Res. CREG 015 de 2018 “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” Enel Colombia solicitó ante la comisión un conjunto de unidades constructivas especiales para ser construidas en el año 2021.

En la Tabla 2.6, se presentan las unidades constructivas aprobadas en la Res. 068/2021 que entraron en operación durante el 2021:

Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2021 UGCC especiales aprobadas Res. 068/2021

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad construida	Unidad de Medida
N2EQ41	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	10,0	Un
N2L140	KM de canalización 6x6 distrito capital	45,6	km
N2L141	Canalización urbana tecnología Ramming 36 y 9x6	0,2	km

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad construida	Unidad de Medida
N3CR2	Compensación reactiva – Capacidad 4,8 MVar	1,0	Un
N3L142	Poste metálico extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	16,0	Un
N3L143	Poste de concreto extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	13,0	Un
N4S74	Bahía híbrida línea/trafo barra sencilla Y2	4,0	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 establecido en la Resolución CREG 122/2020, se cumple el límite para las inversiones aprobadas en la CREG 168/2021, ya que corresponden al 4% del CRR_{1,2,3} y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 5% del CRR_{1,2,3}.

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

	INVA	INVTR
Nivel de tensión 1	32.452.487.114	68.019.640.438
Nivel de tensión 2	240.482.384.676	241.063.186.037
Nivel de tensión 3	58.937.494.485	89.334.512.511
Niveles 1, 2, 3	331.872.366.275	398.417.338.986

INVA e INVTR vs CRR	4%	5%
---------------------	----	----

8% del CRR	622.982.521.130
------------	-----------------

*Valores en pesos de diciembre de 2017

2.7. Proyectos expansión de cobertura en zonas interconectables

Enel Colombia ha ejecutado inversiones en zonas interconectables, las cuales no fueron consideradas en los reportes de INVR ante la CREG de años anteriores, de acuerdo con la aclaración de la CREG dada en el taller desarrollado el 19 de junio de 2020, convocado a través de la Circular 047 de 2020, en donde manifestó que las inversiones de expansión de cobertura no iban a ser consideradas dentro del análisis de ejecución de inversiones, dado que su aplicación debería iniciar una que el Ministerio de Minas y Energía expidiera la reglamentación respecto de la priorización de proyectos y el máximo incremento tarifario permitido. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución MinMinas 40172 de 2021 definió los lineamientos para la aprobación de las inversiones de proyectos de expansión de cobertura y dada la emisión de la Circular CREG 054 de 2021 referente a la remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables, en este informe

se presentan para consideración de la CREG, la inclusión la remuneración las inversiones realizadas por el PECOR para los años 2019, 2020 y 2021 que corresponde a expansión de infraestructura por encima del 80%, la cual ha beneficiado a 2.079 familias de la zona de influencia del Operador de Red:

Tabla 2.8 Proyectos Expansión de Cobertura

Proyecto	PIEC 19-20-21	IREC 2019	IREC 2020	IREC 2021
CUN100	-	2.416.706.081	1.993.683.964	1.280.762.745
CU100FAER7	-			177.884.623
CU100SMEG2	-			428.816.090
FAERIII	-		284.071.885	
EXPASO	-	192.983.248		
EXPSGR	-	219.080.381		
CMUOCBT	-			714.513.281
CMUCMT	-			19.666.914
Total	-	2.828.769.711	2.277.755.848	2.621.643.652

Si bien los PECOR de los años 2019, 2020 y 2021 no cuentan con IAEC, los mismos fueron presentados para aprobación del regulador siguiendo los procedimientos establecidos para tal fin dentro de los IEXC con radicado E-2018-007284 del 19 de julio de 2018, E-2019-014222 del 30 de diciembre de 2019 y E-2020-010490 del 31 de agosto 2020.

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 Enel Colombia, 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 \$/m2 sobre el área de interés, información que registra el área de Gestión Inmobiliaria de la compañía.
- El cálculo del costo/m2 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 tabla 24. Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC de la Res. 015 de 2018, capítulo 14.

De acuerdo con los aspectos relacionados anteriormente, a las SSEE que entraron en operación y al movimiento de UUCC que implicaban cambio de sus áreas típicas, se adjunta la Tabla 2.9 Delta 2021 base, con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos del plan de inversiones ejecutado en 2021.

Tabla 2.9 Delta 2021 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT	-140.656.441	4.563.638	2.689.963	-133.402.841

El valor negativo que se presenta en el BRT delta 2021 obedece a la salida de operación de parte de los activos de la subestación San José en el nivel de tensión 4 y cuya modernización y reposición comprende menor área eficiente por el cambio tecnológico.

Cómo la variable BRT es una suma acumulada, se realizó la adición del BRT 2021 (ver tabla Tabla 2.9) con la BRT aprobada en la Res. 122/2020, se adjunta la Tabla 2.10 con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos acumulada a 2021:

Tabla 2.10 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT	4.667.900.275	655.422.109	2.459.016.916	7.782.339.299

2.9. Costos socio ambientales

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 supere 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 2021 en la Tabla 2.11 se relaciona la participación de los costos socio ambientales incurridos para la puesta en operación de los activos de la SE San José, cuyo valor no excede el 5% de las unidades constructivas por nivel de tensión puestas en operación para dicho proyecto.

Tabla 2.11 Participación de los Costos Socio Ambientales (pesos de diciembre 2017)

Nivel de tensión	Proyecto	Concepto del costo CSS	Participación (%)
N2 y N4	Subestación San José	Estudio De Impacto Ambiental	73%
N2 y N4	Subestación San José	Elaboración Informe Cumplimiento Ambiental	3%
N2 y N4	Subestación San José	Proyecto CVS	11%
N2 y N4	Subestación San José	Pago Por Evaluación SDA	1%
N2 y N4	Subestación San José	Estudio Simulación Acústica Y De Campos Electromagnéticos	8%
N2 y N4	Subestación San José	Pago Por Actividades Y Piezas Divulgativas Social	5%
Total CSS (2017)			576.647.604

Valores en pesos de diciembre de 2017.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Enel Colombia durante el año 2021 implementó un plan de inversiones robusteciendo y flexibilizando la infraestructura eléctrica, aún con la coyuntura que siguió viviendo el país por la propagación del COVID-19, sorteando así los distintos retos en cuanto a los protocolos y medidas de seguridad para garantizar la salud de los trabajadores, contratistas y clientes, 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, y destacando la continuidad en 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 Enel Colombia como OR atiende el servicio, robusteciendo y modernizando la infraestructura eléctrica que ha permitido abastecer con calidad y eficiencia los requerimientos energéticos de 3.713.745 usuarios (crecimiento del 2,4% respecto al 2020), de los cuales 123.850 se incorporaron en el 2021.
- El abastecimiento de 13.885.648 MWh en demanda de energía, con un aumento de 625 MWh, es decir, un crecimiento de 0,045% respecto al año 2020. De esta demanda 8.499.829 MWh corresponde a consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 5.385.819 MWh fueron consumo residencial.
- La atención de una demanda máxima de potencia en el 2021 fue de 2.324 MW, es decir, 16 MW más con respecto al año 2020 (crecimiento cercano al 0,7%), con señales positivas de recuperación y reactivación económica considerando que la energía eléctrica es un insumo clave para el funcionamiento de otros sectores como la industria, el comercio, el transporte, la salud, la educación, entre otros.
- Para la atención del servicio y conexión de 54.144 de los 123.850 nuevos usuarios, se hicieron expansiones y reconfiguraciones en la red aérea y subterránea de media y baja tensión, así como 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, se obtuvieron los siguientes valores: el tiempo de interrupción de servicio (SAIDI) fue de 8,13 horas, es decir, 4,67 horas por debajo del límite (12,8), y en frecuencia (SAIFI) el valor en 2021 fue de 8,12 veces, es decir, disminuyó en 3,14 veces respecto al límite regulatorio (11,26 veces).
- La construcción de la Subestación Salamina y Subestación Boquerón con el objetivo de continuar en la senda de mejora de la calidad del servicio y la atención de nueva demanda.
- 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), entre los que están:

- o Para la revitalización urbana del centro de Bogotá, en la localidad de los Mártires Enel Colombia realizó la modernización total y conversión de 57.5 kV a 115 kV de la subestación San José 115/11,4 kV, con la ampliación y el fortalecimiento de la red de MT que también atenderá la nueva demanda y mejorará la calidad del servicio de esta importante zona de la ciudad.
- o Modernización y actualización tecnológica integral de la subestación Morato, con este fortalecimiento en la infraestructura se mejora la calidad y confiabilidad del servicio beneficiando a cerca de 350.000 habitantes de las localidades de Engativá, Suba y Barrios Unidos.
- La renovación e implementación de nuevas tecnologías en telecontrol, protecciones, la gestión de protecciones, automatización de la red, 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, reflejados en la mejora de los indicadores de calidad del servicio.
- Se ampliaron las subestaciones Fontibón, Compartir, Usme y Victoria, además, se construyeron nuevas redes para atender la demanda del patio de recarga de 172 buses eléctricos del SITP en la localidad de Fontibón, beneficiando a cerca de 16.000 usuarios.
- Ampliación en capacidad de las subestaciones Compartir, Usme y Victoria, en proceso la implementación de redes asociadas para la atención de demanda de patios de recarga que se encuentran en construcción. Con lo que se espera habilitar la conexión de 1.295 buses eléctricos.

Enel Colombia, está comprometida con el desarrollo económico en la ciudad Región Bogotá – Cundinamarca, por ello, en el mediano plazo, continuará con la implementación de las inversiones buscando el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica a través de una red flexible, resiliente, digital y preparada para los desafíos que se derivan de la transición energética.

Entre los proyectos de desarrollo urbano y rural, ambiental y de movilidad eléctrica están:

En Bogotá

- El nuevo POT 2022-2035: Contempla medidas de adaptación y mitigación frente al cambio climático, entre lo que se encuentra la construcción sostenible, movilidad baja en carbono, desarrollo rural bajo en carbono.
- **Movilidad Eléctrica:** En esta línea conduce a Bogotá hacia una movilidad limpia, contemplando cinco (5) líneas de Metro, siete (7) cables aéreos, dos (2) líneas de Regiotram. Entre los proyectos se encuentran:
 - o Intervenciones asociadas con la primera línea del Metro de Bogotá (PLMB) que incluye el Traslado Anticipado de Redes (TAR) y el traslado y ampliación de la subestación Calle Primera (por la nueva SE Avenida Primera) con puesta en servicio prevista para el 2022.

- o Se han adelantado mesas de trabajo con la Secretaría Distrital de Movilidad, el IDU, y se han tenido requerimientos de entidades como Transmilenio y Metro de Bogotá, recibiendo nuevas solicitudes que generan necesidades de nueva infraestructura en red de uso general, las cuales se han venido atendiendo con el desarrollo de nuevas subestaciones (Porvenir y Montevideo), la ampliación de subestaciones existentes (Florida, Victoria, Compartir, Usme y Fontibón) y la construcción de nuevas redes para atención de movilidad eléctrica. Entre los que se encuentran 830 buses eléctricos (Usme, ciudad Bolívar) beneficiando aproximadamente a 465.000 usuarios.
- Desarrollo de los Planes parciales: 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.
- Desarrollo vial de Bogotá.
- Proyectos empresariales, industriales y residenciales.

En Cundinamarca y Región

- Ampliación y construcción de nuevas redes para la conexión de los proyectos en generación distribuida y energías renovables que se encuentran en desarrollo.
- REGIOTRAM Occidente (subestaciones Tren de Occidente en el municipio de Facatativá y Montevideo en la localidad de puente Aranda), 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 los tiempos de desplazamiento y contribuye a la consolidación de la Región.
- Interconexiones viales, como la 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.
- Atención del servicio a los Data Centers de las zonas francas de Gachancipá, Tocancipá, Mosquera y Funza.

Las inversiones en el robustecimiento de 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 con la disminución de las emisiones de dióxido de carbono.

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

El sistema de distribución de Enel Colombia, está compuesto por las subestaciones con transformación 500/115 kV Bacatá y Nueva Esperanza alimentadas por las líneas del STN Primavera y Bacatá respectivamente, 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 1.341 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, el nivel de 13,2 kV se utiliza en zonas rurales.

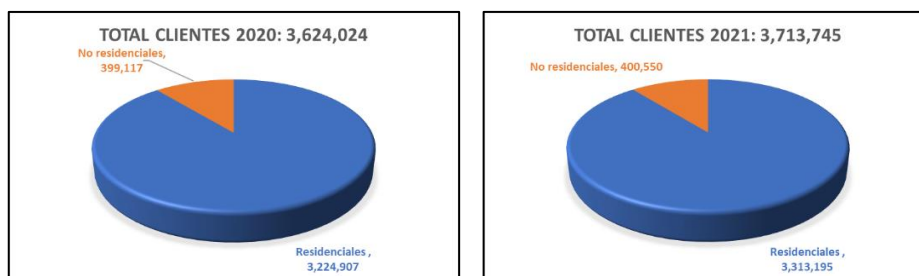
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado 2021

Tipo de infraestructura	Clasificación	2021
Subestaciones	Cantidad total	172
	Transformación total (MVA)	11.113
	Cantidad nivel 220 kV /230 kV – mayor nivel de tensión presente	5
	Cantidad nivel 4 – mayor nivel de tensión presente	59
	Cantidad nivel 3 – mayor nivel de tensión presente	108
	Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 kV	2.194
	Transformación (MVA) nivel 4	8.145
	Transformación (MVA) nivel 3	774
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	1.341
	Total nivel de tensión 3 (km)	2.359
	Total nivel de tensión 2 (km)	27.922
	Total nivel de tensión 1 (km)	43.181
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	1.341
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	2.119
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	23.755
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	40.022
	Cantidad nivel de tensión 4 subterráneas (km)	0
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	240
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	4.167
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	3.159

El área de influencia geográfica atendida es de 33.113 km² que incluye Bogotá, Cundinamarca y algunos municipios de Boyacá, Tolima, Meta y Caldas.

4.1. Usuarios

El mercado atendido por Enel Colombia como Operador de Red, está conformado por 3.713.745 clientes a diciembre de 2021, 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 2021 fue de 2,4% respecto al año 2020.



Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

4.2. Solicitudes de conexión

De los 123.850 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 54.144 de ellos se hicieron expansiones y reconfiguraciones en la red de media y baja tensión.

4.3. Pérdidas

En la Tabla 4.2, se indican las pérdidas del sistema en el año 2021.

Tabla 4.2 Índice de Pérdidas

Aspecto	Clasificación	2021
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales de sistema (%)	8,74%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%)	9,98%

El incremento de pérdidas frente al 2020 está asociado a una mayor demanda de energía y una mayor agresividad del mercado.

4.4. Operación del sistema en el 2021 versus el plan 2019-2025

A continuación, se indica el estado de operación del sistema en el año 2021, comparado con el proyectado del mismo año en el plan del 2019-2025 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

En la Tabla 4.3, se presenta la demanda máxima de energía correspondiente a las entradas de energía al sistema.

Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía

Año	2021-Real	2021-Proyección	2022	2023	2024
Potencia (MW)	2.324	2.309	2.438	2.525	2.608
Energía (GWh)	15.806	15.730	16.227	16.515	16.769

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.309 MW, la real estuvo en 2.324 MW, es decir, el crecimiento estuvo 15 MW por encima respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2021 fue de 15.730 GWh y la demanda real estuvo 76 MWh por encima con respecto a lo proyectado.

Tabla 4.4 Demanda máxima de energía desagregada

Aspecto	Clasificación	2021
Demanda de energía	Total (MWh) ⁽¹⁾	13.885.648
	Usuarios residenciales (MWh) ⁽¹⁾	5.385.819
	Usuarios no residenciales (MWh) ⁽¹⁾	8.499.829
	Usuarios regulados (MWh) ⁽¹⁾	9.128.000
	Usuarios no regulados (MWh) ⁽¹⁾	4.757.648
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) ⁽²⁾	45.879
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) ⁽³⁾	27.685

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

⁽²⁾ 15 de diciembre de 2021, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF). XM

⁽³⁾ 1 de enero de 2021, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF). XM

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

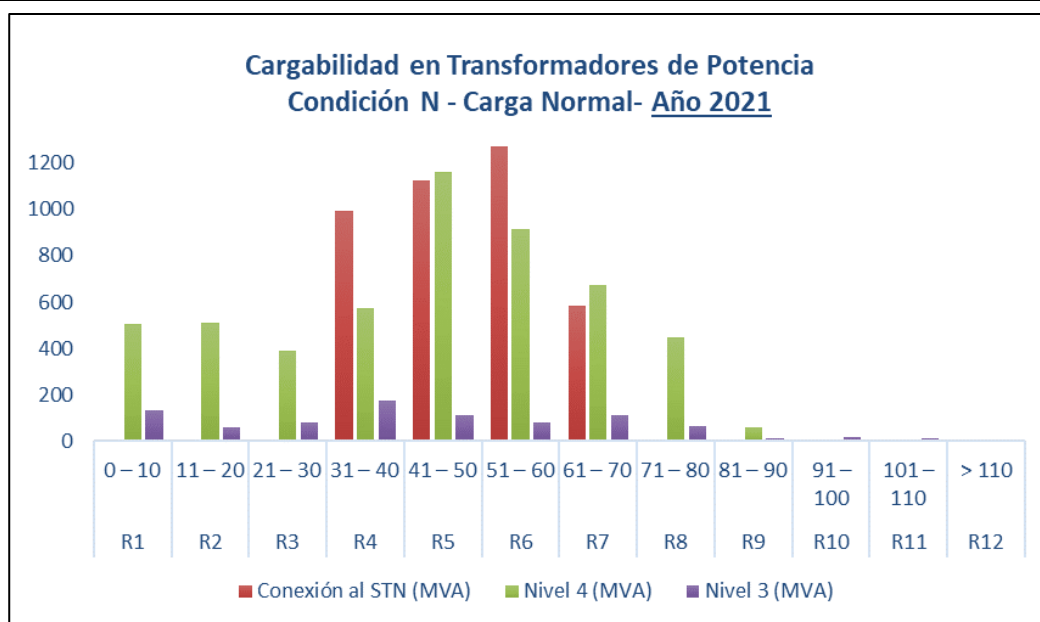
En este numeral se indican las cargabilidades de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2019-2025 y la cargabilidad presentada en el año 2021.

- 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]
R01	0 – 10	0	0	0	507	132	132	639
R02	11 – 20	0	0	40	510	57	57	567
R03	21 – 30	0	0	110	390	78	78	468
R04	31 – 40	0	994	185	575	174	174	1.743

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]
R05	41 – 50	1.240	1.126	254	1.160	113	113	2.399
R06	51 – 60	1.488	1.274	710	915	77	77	2.266
R07	61 – 70	1.198	584	871	671	112	112	1.367
R08	71 – 80	604	0	943	448	65	65	513
R09	81 – 90	30	0	900	60	10	10	70
R10	91 – 100	188	0	408	0	17	17	17
R11	101 – 110	0	0	0	0	10	10	10
R12	> 110	0	0	0	0	0	0	0



Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2021

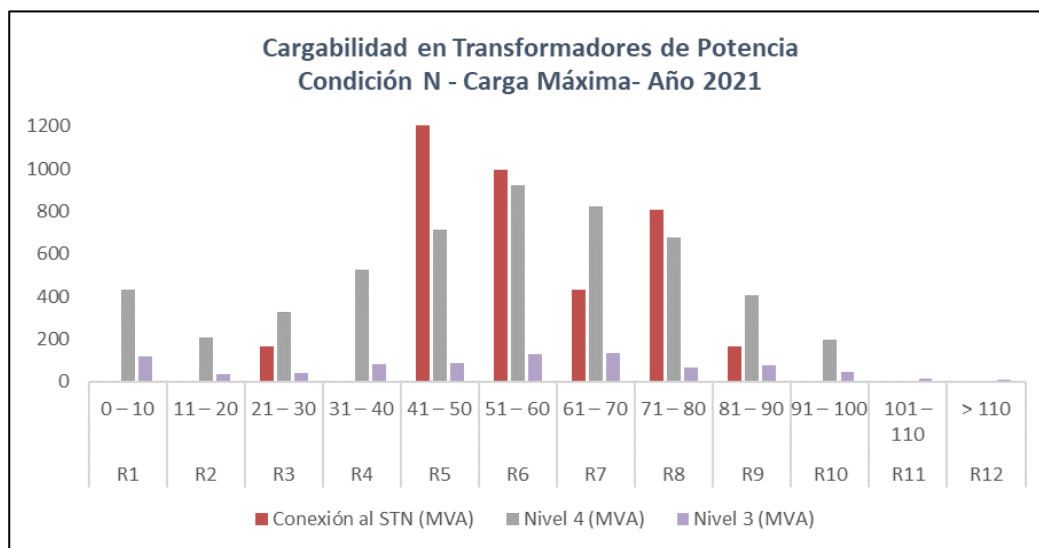
Ninguno de los TRFs de conexión al STN presentan rangos de cargabilidad > al 100 %. En subestaciones MT-MT los transformadores D1 y D2 de la subestación **Cucunuba** presentaron cargabilidades de 117,3 % y 119,1 % respectivamente.

- 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)	Real Total [MVA]
R01	0 – 10	0	0	0	434	0	122	556
R02	11 – 20	0	0	0	210	1	35	245

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]
R03	21 – 30	0	168	0	330	11	41	539
R04	31 – 40	0	0	0	525	35	82	607
R05	41 – 50	557	1.404	557	713	40	87	2.204
R06	51 – 60	806	996	806	920	54	130	2.046
R07	61 – 70	761	432	761	821	68	136	1.389
R08	71 – 80	450	810	450	677	83	66	1.553
R09	81 – 90	27	168	27	406	64	78	652
R10	91 – 100	173	0	173	200	37	47	247
R11	101 – 110	0	0	0	0	0	13	13
R12	> 110	0	0	0	0	11	10	10



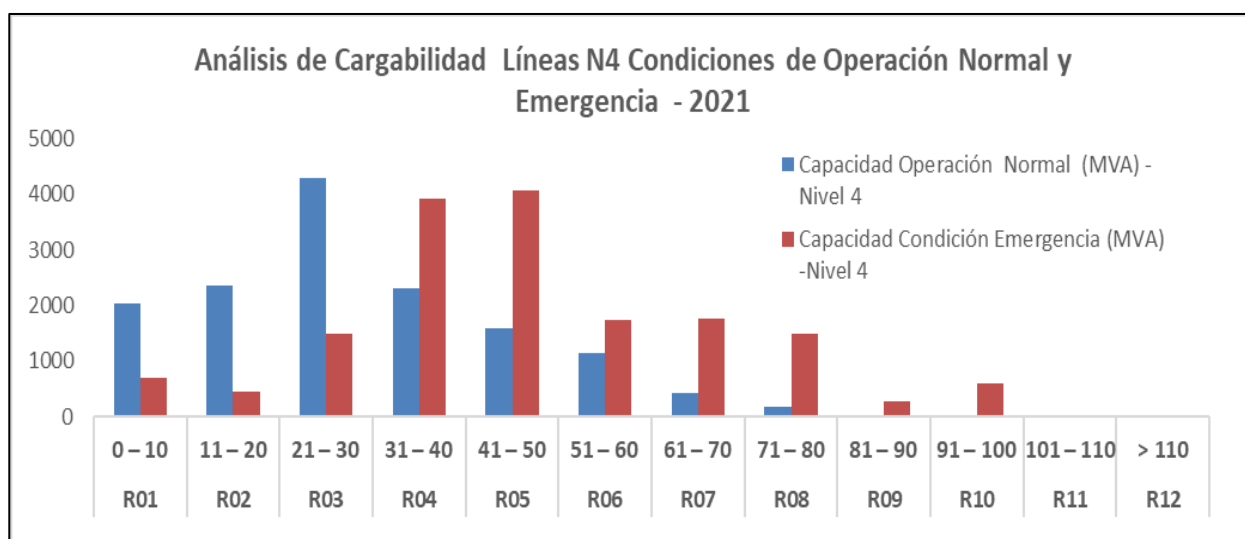
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2021

- **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	Capacidad Operación Emergencia (MVA) -Nivel 4
R01	0 – 10	2.042	699
R02	11 – 20	2.361	458
R03	21 – 30	4.289	1.480

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 4	Capacidad Operación Emergencia (MVA) - Nivel 4
R04	31 – 40	2.317	3.931
R05	41 – 50	1.584	4.072
R06	51 – 60	1.149	1.731
R07	61 – 70	418	1.761
R08	71 – 80	170	1.492
R09	81 – 90	0	277
R10	91 – 100	0	598
R11	101 – 110	0	0
R12	> 110	0	0



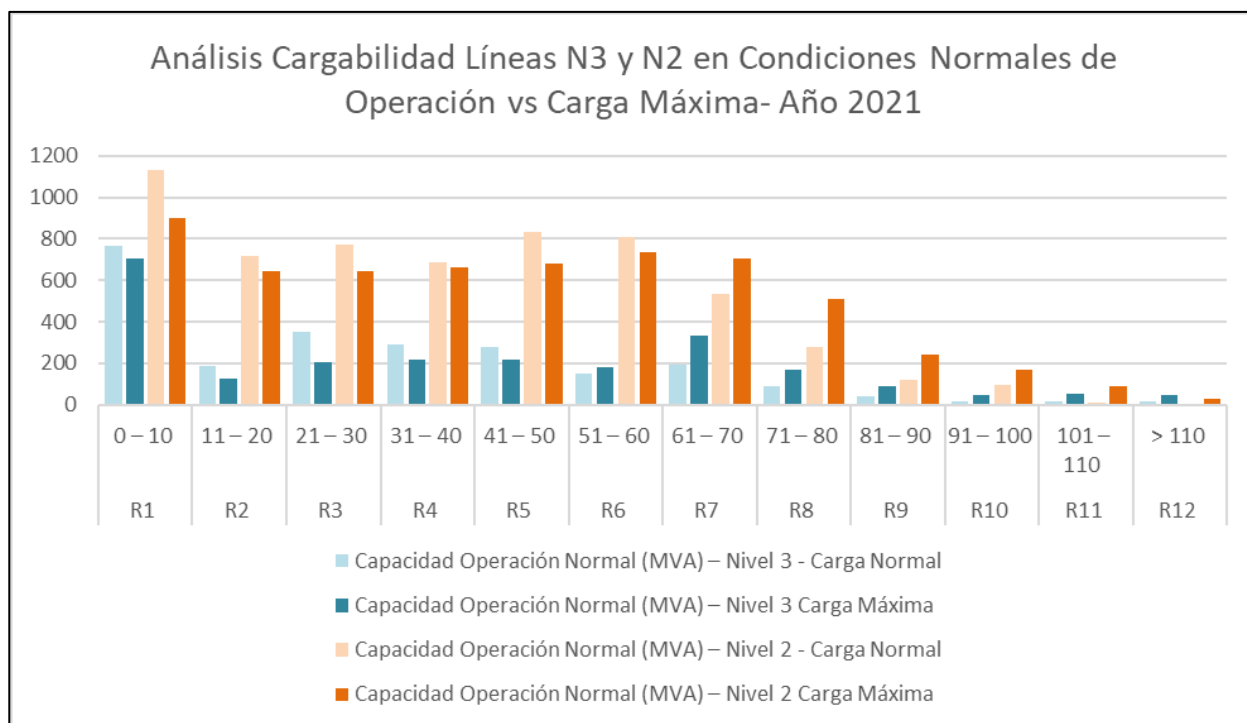
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2021

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 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 3 Carga Máxima	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 Carga Máxima
R1	0 – 10	766	702	1.134	898
R2	11 – 20	188	124	720	643
R3	21 – 30	349	205	771	643
R4	31 – 40	292	219	684	660
R5	41 – 50	280	220	832	679
R6	51 – 60	152	178	812	734
R7	61 – 70	190	335	534	705
R8	71 – 80	88	171	280	513
R9	81 – 90	37	88	123	242
R10	91 – 100	17	46	97	170
R11	101 – 110	15	55	11	87
R12	> 110	14	46	0	26


Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2021

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2021.

Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución

RANGO	RANGO DE CARGABILIDAD (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R1	0 – 10	31.735	2.887
R2	11 – 20	14.333	1.622
R3	21 – 30	8.642	942
R4	31 – 40	5.761	576
R5	41 – 50	4.335	429
R6	51 – 60	3.114	299
R7	61 – 70	2.418	227
R8	71 – 80	1.846	166
R9	81 – 90	1.277	120
R10	91 – 100	909	82
R11	101 – 110	572	47
R12	> 110	421	31
Total		75.363	7.429

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

5.1 Resumen por foco de inversión y nivel de tensión

En la Tabla 5.1, se presenta un resumen de las inversiones aprobadas por foco de inversión y nivel de tensión

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

INVA					
Foco de inversión	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio y Reposición	23.279.268.929	142.001.497.985	43.695.252.855	18.150.236.806	227.126.256.575
Expansión	9.144.119.385	85.136.342.294	15.242.241.630	12.418.364.200	121.941.067.509
Planes Ordenamiento Territorial	29.098.800	13.344.544.397	0	4.468.255.980	17.841.899.177
Total	32.452.487.114	240.482.384.676	58.937.494.485	35.036.856.986	366.909.223.261

INVR					
Foco de inversión	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio y Reposición	45.613.801.312	101.185.738.025	66.360.506.843	19.844.433.212	233.004.479.391
Expansión	21.753.916.638	130.659.782.572	22.646.789.227	9.358.853.471	184.419.341.907
Planes Ordenamiento Territorial	651.922.489	9.217.665.440	327.216.442	906.564.059	11.103.368.430
Total	68.019.640.438	241.063.186.037	89.334.512.511	30.109.850.741	428.527.189.727

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco de inversión	1	2	3	4	Total
Calidad del servicio y Reposición	22.334.532.382	-40.815.759.960	22.665.253.988	1.694.196.406	5.878.222.816
Expansión	12.609.797.253	45.523.440.278	7.404.547.597	-3.059.510.729	62.478.274.398
Planes Ordenamiento Territorial	622.823.689	-4.126.878.957	327.216.442	-3.561.691.921	-6.738.530.748
Total	35.567.153.324	5.808.013.601	30.397.018.026	-4.927.006.244	61.617.966.466

Valores en pesos de diciembre de 2017

5.2 Resumen por tipo de inversión y nivel de tensión

En la Tabla 5.2, se presenta un resumen de las inversiones aprobadas por tipo de inversión y nivel de tensión.

Tabla 5.2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión

INVA					
Tipo de inversión	1	2	3	4	Total
I	-	3.491.549.200	2.741.712.200	162.380.000	6.395.641.400
II	8.895.829.155	63.516.316.505	22.688.459.330	7.900.508.824	103.001.113.814
III	23.033.012.473	88.746.479.841	11.939.756.521	18.235.820.928	141.955.069.764
IV	523.645.486	84.728.039.130	21.567.566.433	8.738.147.233	115.557.398.282
Total	32.452.487.114	240.482.384.676	58.937.494.485	35.036.856.986	366.909.223.261

INVR					
Tipo de inversión	1	2	3	4	Total
I	2.028.127.322	14.280.837.834	6.312.804.210	-	22.621.769.366
II	18.697.904.283	101.540.319.422	35.579.696.480	2.156.100.000	157.974.020.185
III	41.949.285.064	53.234.884.471	5.570.351.551	19.531.474.861	120.285.995.948
IV	5.344.323.769	72.007.144.310	41.871.660.270	8.422.275.880	127.645.404.228
Total	68.019.640.438	241.063.186.037	89.334.512.511	30.109.850.741	428.527.189.727

Diferencia (INVR - INVA)					
Tipo de Inversión	1	2	3	4	Total
I	2.028.127.322	10.789.288.634	3.571.092.010	-162.380.000	16.226.127.966
II	9.802.075.128	38.024.002.917	12.891.237.150	-5.744.408.824	54.972.906.371
III	18.916.272.591	-35.511.595.370	-6.369.404.970	1.295.653.933	-21.669.073.816
IV	4.820.678.283	-12.720.894.819	20.304.093.836	-315.871.353	12.088.005.946
Total	35.567.153.324	580.801.361	30.397.018.026	-4.927.006.244	61.617.966.466

Valores en pesos de diciembre de 2017

5.3 Proyectos relevantes

En la Tabla 5.3, se presenta un listado de los proyectos relevantes que entraron en operación en el año 2021, se incluyen los proyectos que presentan una ejecución en línea con lo planeado en el INVA.

Tabla 5.3 Proyectos Relevantes

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CADNRA_R0010_21_II	GRANDES CLIENTES RURAL	2.976.115.000	4.000.107.439
CDIE_CADNRA_R0011_21_II	GRANDES CLIENTES URBANA	2.983.085.330	16.461.313.379
CDIE_CADNRA_R0124_21_II	CONEXIONES MASIVAS URBANA RED MT	13.713.285.747	59.192.128.130
CDIE_CADNRA_R0126_21_II	CONEXIONES MASIVOS RURAL RED MT	5.211.180.840	29.893.502.376
CDIE_CAOLRM_P0018_21_IV	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL	2.757.714.800	2.693.988.687
CDIE_CAOLRM_R0137_21_IV	MaG PLAN ORDENAMIENTO TERRITO DISTRITO	3.441.342.275	2.807.268.094
CDIE_CBCCRM_R0020_21_III	PC - CENTROS SATELITE UOB	295.132.000	602.611.029
CDIE_CBCCRM_R0022_21_III	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	9.005.330.000	9.224.324.582
CDIE_CBCCRM_R0028_21_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	209.848.000	698.519.059
CDIE_CBCCRM_RCN29_21_III	PC - ADECUACION REDES MT RURAL	4.855.812.600	5.365.632.643
CDIE_CBCCRM_RCN42_21_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	760.375.916	762.437.699
CDIE_CBCCSM_P0051_21_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	1.120.140.000	3.171.570.859
CDIE_CBCCSM_R0181_21_III	DRT - REEMPLAZO DE PROT	769.335.340	1.404.453.386
CDIE_CBCCSM_R0185_21_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON	4.468.949.000	2.791.702.312
CDIM_CADCRA_RCN05_21_II	AMPLIACION SE MOSQUERA 11 KV REDES	1.059.435.000	2.934.709.645

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIM_CADCSR_P0031_21_I	AMPLIACION SE EL ROSAL MT - MT	654.389.000	654.389.000
CDIM_CADCSR_R0130_21_II	AMPLIACION SE SUESCA MT - MT	150.525.000	382.902.000
CDIM_CBSGBM_R0073_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	5.930.631.178	14.378.089.380
CDIM_CBSGBM_R0176_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	887.037.948	1.366.590.650
CDIM_CBSGBM_R0178_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1	362.203.954	475.335.919
CDIM_CBSGCM_R0087_21_III	TRAFOS Y EQUIPOS RURAL	6.405.193.000	14.527.734.685
CDIM_CBSGCM_R0088_21_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	3.700.964.000	5.305.440.887
CDIM_CBSGPE_P0060_21_IV	PC - SUBESTACION MOVIL MT - MT	3.780.963.000	8.033.951.380
CDIM_CBSGRM_P0019_21_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES RURAL	1.161.355.000	1.838.377.730
CDIM_CBSGRM_P0022_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 2	746.017.500	606.739.437
CDIM_CBSGRM_R0074_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	5.807.729.550	11.742.501.370
CDIM_CBSGRM_R0177_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	4.252.596.400	8.868.689.062
CDIM_CBSGRM_R0196_21_III	REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU RED	424.519.766	1.115.683.907
CDIM_CBSGRM_R0198_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N2	955.964.600	2.099.546.852
CDIM_CBSGSM_R0147_21_III	NORMALIZ Y REPOS SE AT - MT MORATO	4.999.037.961	5.458.452.399
CDIM_CBSGSM_R0192_21_IV	SUBESTACION SAN JOSE	7.245.837.680	14.236.885.701
CDIM_CBSGSM_R0199_21_III	NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	128.302.196	2.750.372.107
CDIM_CBSGSM_R0207_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	1.505.335.404	2.352.856.734
FOMTMT_21_IV	FO - CONEXION FIBRA OPTICA SE MT - MT	9.277.175.700	35.904.437.449
MEF1AMRFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON REDES	0	9.547.095.958
MEF1AMRUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME REDES	0	10.637.011.479
MEF1AMSEFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON	0	4.847.303.700
MEF1AMSEOM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION COMPARTIR	0	4.541.174.872
MEF1AMSEUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME	0	4.299.254.872
MEF1AMSEVI	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	0	4.324.394.700
METROTAR_21_II	ME - METRO TRASLADO ANTICIPADO REDES	1.256.681.450	0
METROTAR_21_III	ME - METRO TRASLADO ANTICIPADO REDES	1.174.697.830	0
MNNVOSUOB_21_III	MN - CIRCUITOS NVOS UOB	2.338.701.000	3.309.472.181
MNNVOSUOB_21_IV	MN - CIRCUITOS NVOS UOB	4.093.740.731	14.246.254.484
MNSUPUOB_21_III	MN - SUPLENCIAS UOB	1.923.955.200	1.672.948.521
MNSUPUOB_21_IV	MN - SUPLENCIAS UOB	8.711.254.336	7.096.736.929
MPDIS_21_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO	4.528.671.920	3.887.856.214
PPCD1A19E1MT_059_21_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER URBANO	1.235.183.121	1.170.300.911
PPCD1A19E1MT_059_21_IV	REPOSICION ELEMENTOS OPER URBANO	414.342.500	591.594.468
PPCD1B19ISMT_053_21_III	PQRS LEGAL RURAL	507.778.230	1.974.614.700
RECELDASTO_21_III	REPOSICION CELDAS SE AT - MT TORCA	2.590.986.100	4.149.953.222
REPSEATMT_21_III	SUSTITUCION DE TRAFOS AT - MT y MT - MT	5.795.993.272	7.513.386.000
SESALAMINA	SE MT-MT SALAMINA		2.368.545.368
Total General		146.574.846.375	360.281.144.548

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

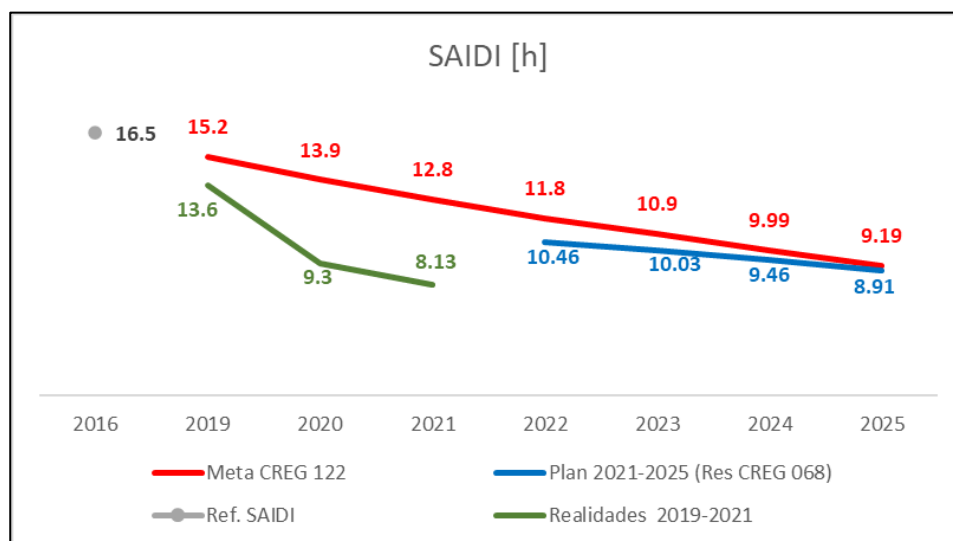
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2021 respecto a las metas planeadas 2019-2025.

Calidad Media:

En las siguientes gráficas se presentan los resultados de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI al año 2021 comparados con las metas propuestas en el plan de inversiones 2021-2025 aprobado mediante la Resolución CREG 068 de 2021 y la senda regulatoria definida por la CREG en la Res 122 de 2020.

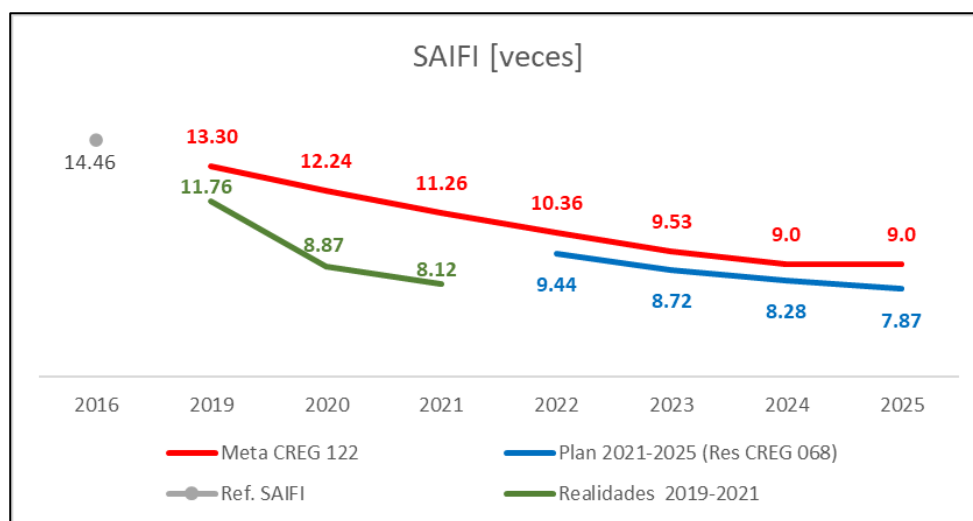
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo, se prevén proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2021-2025 (curvas color azul).

SAIDI: El cierre del año 2021, respecto a la meta regulatoria (12,8 horas) estuvo 4,67 horas por debajo llegando a 8,13 horas.



Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2021 respecto a la meta regulatoria (11,26 veces) estuvo 3,14 veces por debajo, llegando a 8,12 veces.



Gráfica 6-2 SAIPI (#)

Calidad individual: Durante el año 2021 se disminuyó la cantidad promedio mensual de usuarios compensados respecto al año 2020 en un 39%, según requisito establecido en el numeral 5.2 Calidad Servicio en los SDL Literal “d” de la resolución CREG 015 de 2018.

Actualmente, Enel Colombia viene realizando seguimiento periódico a los clientes compensados en los tres niveles de tensión establecidos en la Resolución, de tal forma que se puedan enfocar los proyectos de inversión y mantenimiento en la mejora de los indicadores de calidad individual DIU y FIU. De igual forma, se están evaluando diferentes iniciativas asociadas a reducir la duración de las afectaciones a través de la interconexión tele controlada de circuitos y la automatización de la red.

6.2. Inversiones asociadas a calidad del servicio

En la Tabla 6.1, se presentan los proyectos que tienen como objetivo la mejora en los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIPI.

Tabla 6.1 Inversiones asociadas a calidad del servicio

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
AUTOFRG_21_III	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	96.200.000	482.000
AUTOFRG_21_IV	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	8.445.729.198	3.232.144.000
CDIE_CBCCRM_P0058_21_II	PC - SE AT - MT SAUCES REDES	8.726.303.800	565.595.972
CDIE_CBCCRM_P0058_21_III	PC - SE AT - MT SAUCES REDES	3.214.090.600	
CDIE_CBCCRM_R0020_21_III	PC - CENTROS SATELITE UOB	295.132.000	602.611.029
CDIE_CBCCRM_R0020_21_IV	PC - CENTROS SATELITE UOB	1.914.715.400	407.568.247
CDIE_CBCCRM_R0022_21_III	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	9.005.330.000	9.224.324.582
CDIE_CBCCRM_R0028_21_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	209.848.000	698.519.059
CDIE_CBCCRM_R0028_21_IV	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	3.104.236.760	2.274.558.926
CDIE_CBCCRM_R0029_21_IV	PC - CENTROS SATELITE SE BOGOTA	2.106.408.000	190.728.039
CDIE_CBCCRM_R0030_21_III	PC - CENTROS SATELITE UOC	1.698.970.000	103.606.696

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CBCCRM_R0030_21_IV	PC - CENTROS SATELITE UOC	3.643.399.860	154.555.134
CDIE_CBCCRM_RCN25_21_III	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	769.480.000	54.163.512
CDIE_CBCCRM_RCN25_21_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	2.496.266.758	137.641.548
CDIE_CBCCRM_RCN28_21_I	PC - SE MT - MT TABACAL REDES	2.219.760.000	201.631.655
CDIE_CBCCRM_RCN28_21_II	PC - SE MT - MT TABACAL REDES	1.231.706.000	226.780.277
CDIE_CBCCRM_RCN29_21_III	PC - ADECUACION REDES MT RURAL	4.855.812.600	5.365.632.643
CDIE_CBCCRM_RCN34_21_III	PC - REDISEÑO REDES SE JAPON	451.624.000	260.437.272
CDIE_CBCCRM_RCN34_21_IV	PC - REDISEÑO REDES SE JAPON	50.208.000	2.520.000
CDIE_CBCCRM_RCN38_19	PC - REDISEÑO REDES SE PARATEBUENO _19	0	239.638.891
CDIE_CBCCRM_RCN42_21_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	760.375.916	762.437.699
CDIE_CBCCRM_RCN42_21_IV	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	2.927.686.538	888.321.173
CDIE_CBCCSM_P0051_21_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	1.120.140.000	3.171.570.859
CDIE_CBCCSM_R0181_21_III	DRT - REEMPLAZO DE PROT	769.335.340	1.404.453.386
CDIE_CBCCSM_R0181_21_IV	DRT - REEMPLAZO DE PROT	432.472.000	0
CDIE_CBCCSM_R0183_19	PC - NORMALIZACION SE MT-MT _19	0	193.463.375
CDIE_CBCCSM_R0185_21_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON	4.468.949.000	2.791.702.312
CDIE_CBCCSM_R0192_21_II	PC - SE AT - MT TERMINAL	13.144.668.374	0
CDIE_CBCCSM_R0195_19	PC - AMPL SALIDA SE JAPON MT-MT _19	0	151.864.578
CDIE_CBCCSM_R0199_19	PC - AMPL SALIDA SE PARATEBUENO MT-MT _19	0	130.926.807
CDIE_CBCCSM_R0201_20_IV	PC - AMPLIACION SE SAUCES AT-MT _20_IV	0	6.323.454.405
CDIE_CBCCSM_R0300_20_IV	DRT - INST RC EN SE _20_IV	0	536.818.000
CDIM_CBOLSM_R0004_21_III	ADECUACION SISMORRESISTENTE SE TUNAL	0	0
CDIM_CBPTSM_R0001_19	COMPENSACION REACTIVA SE FONTIBON _19	0	1.252.471.838
CDIM_CBSGAM_P0030_20	NORMALIZACION LINEA LG-FL _20	0	166.832.000
CDIM_CBSGAM_R0069_21_III	NORMALIZACION SPT LAT RETIE	45.136.000	0
CDIM_CBSGAM_R0070_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4	1.315.990.000	573.307.530
CDIM_CBSGBM_R0073_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	5.930.631.178	14.378.089.380
CDIM_CBSGBM_R0176_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	887.037.948	1.366.590.650
CDIM_CBSGBM_R0178_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1	362.203.954	475.335.919
CDIM_CBSGCM_R0087_21_III	TRAFOS Y EQUIPOS RURAL	6.405.193.000	14.527.734.685
CDIM_CBSGCM_R0088_21_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	3.700.964.000	5.305.440.887
CDIM_CBSGCM_R0090_21_III	RES 222 MADS EQUIPOS PCBS URBANO	3.086.298.000	495.204.000
CDIM_CBSGCM_RCN01_21_III	RES 222 MADS EQUIPOS PCBS RURAL	1.529.856.000	425.907.251
CDIM_CBSGPE_P0060_21_IV	PC - SUBESTACION MOVIL MT - MT	3.780.963.000	8.033.951.380
CDIM_CBSGRM_P0019_21_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES RURAL	1.161.355.000	1.838.377.730
CDIM_CBSGRM_P0020_21_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES URBANO	3.106.454.000	552.935.767
CDIM_CBSGRM_P0021_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 1	1.703.882.163	942.161.524
CDIM_CBSGRM_P0022_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 2	746.017.500	606.739.437
CDIM_CBSGRM_P0048_21_III	NORMALIZACION SPT CUMPLIMIENTO RETIE URBANO	885.000.000	7.776.406
CDIM_CBSGRM_R0074_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	5.807.729.550	11.742.501.370

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIM_CBSGRM_R0177_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	4.252.596.400	8.868.689.062
CDIM_CBSGRM_R0196_21_III	REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU RED	424.519.766	1.115.683.907
CDIM_CBSGRM_R0198_21_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N2	955.964.600	2.099.546.852
CDIM_CBSGSM_P0036_21_III	REPOSICION CELDAS SE AT - MT BALMORAL	720.938.400	0
CDIM_CBSGSM_P0036_21_IV	REPOSICION CELDAS SE AT - MT BALMORAL	414.059.500	0
CDIM_CBSGSM_P0038_21_III	REPOSICION CELDAS SE AT - MT COLEGIO	394.955.300	0
CDIM_CBSGSM_P0038_21_IV	REPOSICION CELDAS SE AT - MT COLEGIO	494.980.000	0
CDIM_CBSGSM_R0147_21_III	NORMALIZ Y REPOS SE AT - MT MORATO	4.999.037.961	5.458.452.399
CDIM_CBSGSM_R0147_21_IV	NORMALIZ Y REPOS SE AT - MT MORATO	1.424.137.000	725.664.948
CDIM_CBSGSM_R0196_21_III	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	1.208.655.000	454.917.000
CDIM_CBSGSM_R0196_21_IV	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	425.403.000	71.829.000
CDIM_CBSGSM_R0199_21_III	NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	128.302.196	2.750.372.107
CDIM_CBSGSM_R0199_21_IV	NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	324.550.000	0
CDIM_CBSGSM_R0207_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	1.505.335.404	2.352.856.734
DINAMO_21_IV	DINAMO	0	1.687.950.000
FOMTMT_21_IV	FO - CONEXION FIBRA OPTICA SE MT - MT	9.277.175.700	35.904.437.449
FOTLC_21_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	7.145.645.000	0
MEDIDA	NORMALIZACION SIST MEDIDA	0	413.427.733
MEF1AMRFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON REDES	0	9.547.095.958
MEF1AMRUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME REDES	0	10.637.011.479
MEF1AMSEFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON	0	4.847.303.700
MEF1AMSEUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME	0	4.299.254.872
MEF1AMSEVI	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	0	4.324.394.700
MNCLI360_21_III	MN - CLIENTES 360	2.451.096.000	568.388.075
MNCLI360_21_IV	MN - CLIENTES 360	4.862.686	0
MNSUPUOB_21_III	MN - SUPLENCIAS UOB	1.923.955.200	1.672.948.521
MNSUPUOB_21_IV	MN - SUPLENCIAS UOB	8.711.254.336	7.096.736.929
MNSUPUOC_21_III	MN - SUPLENCIAS UOC	6.732.838.000	503.840.422
MNSUPUOC_21_IV	MN - SUPLENCIAS UOC	4.053.171.000	797.405.564
NORMRCTA	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE TORIBA	0	406.725.000
NORMRCTD_21_III	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE TAMARINDO	335.494.800	0
NORMRCTD_21_IV	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE TAMARINDO	1.530.620.050	0
NORMRCTM_21_III	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE TOCAIMA	99.222.400	0
NORMRCTM_21_IV	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE TOCAIMA	1.676.609.000	0
PNORMB_21_II	PC - NORMAL SE MAMBITA AT - MT	16.713.000	0
PNORMB_21_III	PC - NORMAL SE MAMBITA AT - MT	2.436.462.000	0
PNORMB_21_IV	PC - NORMAL SE MAMBITA AT - MT	1.773.752.000	0
PPCD1A19E1MT_059_21_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER URBANO	1.235.183.121	1.170.300.911
PPCD1A19E1MT_059_21_IV	REPOSICION ELEMENTOS OPER URBANO	414.342.500	591.594.468

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
PPCD1A19E1TT_061_21_III	REPOSICION EQUIPOS TELECONTROL URBANOS	1.532.356.345	445.949.241
PPCD1A19ISMT_080_21_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT URBANA	2.622.340.000	927.542.443
PPCD1A19TAMT_057_21_III	RENOVACION EQUIPOS URBANOS	2.346.099.000	38.544.000
PPCD1A19TAMT_057_21_IV	RENOVACION EQUIPOS URBANOS	261.078.000	2.520.000
PPCD1B19E1MT_058_21_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER RURAL	728.332.660	316.863.275
PPCD1B19E1MT_065_21_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 3	407.598.800	181.303.289
PPCD1B19E1TT_060_21_III	REPOSICION EQUIPOS TELECONTROL RURAL	1.601.443.744	774.561.405
PPCD1B19ISMT_079_21_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT RURAL	2.112.591.120	669.962.127
PPCD1B19TAMT_056_21_III	RENOVACION EQUIPOS RURAL	590.913.000	20.320.000
RECELDASTO_21_III	REPOSICION CELDAS SE AT - MT TORCA	2.590.986.100	4.149.953.222
RECELDASTO_21_IV	REPOSICION CELDAS SE AT - MT TORCA	1.516.488.000	1.033.868.103
REPELDCS_21_III	REPOSICION CELDAS SE AT - MT CALLE 67	3.762.097.550	1.165.085.249
REPELDCS_21_IV	REPOSICION CELDAS SE AT - MT CALLE 67	2.279.469.000	0
REPELDFE_21_III	REPOSICION CELDAS SE FERREIRA	473.686.400	0
REPELDFE_21_IV	REPOSICION CELDAS SE FERREIRA	1.232.197.500	0
REPORCSEMT_21	REPOSICIÓN Y ADECUACIÓN RC SE MT MT	0	1.226.059.900
REPOREDUOB_21_III	REPOSICION REDES MT ACERCAMIENTO A FACHADAS	4.036.906.000	759.047.151
REPSEATMT_21_III	SUSTITUCION DE TRAFOS AT - MT y MT - MT	5.795.993.272	7.513.386.000
SEINUND_21_III	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES	290.179.076	54.631.000
SEMTMTRN_21_III	SE MT - MT RIONEGRO	1.834.649.000	0
SEMTMTRN_21_IV	SE MT - MT RIONEGRO	2.407.864.000	0
SESALAMINA	SE MT-MT SALAMINA	0	2.368.545.368
STORAGE_21_II	SC - STORAGE COLOMBIA	170.697.000	0
SUSTTRAB_21_III	SUSTITUCION TRAFOS AGROBETANIA D2	49.611.200	0
SUSTTRAB_21_IV	SUSTITUCION TRAFOS AGROBETANIA D2	2.346.882.050	0
URBANFUT_21_II	URBAN FUTURABILITY BOGOTA	30.407.000	0
Total general		227.126.256.575	233.004.479.391

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

7.1. Proyectos adicionales

Durante la ejecución del INVR 2021 se identificaron necesidades adicionales a las aprobadas en la Resolución CREG 068 de 2021, las cuales se indican en la Tabla 7.1

Tabla 7.1 Proyectos Adicionales 2021

Código	Nombre del Proyecto	INVR
AMPPQRSU	PQRS LEGAL URBANO	60.006.808
CDIE_CBCCRM_RCN33_20_I	PC -SE AT-MT COMPARTIR REDES_20_I	1.211.077.275
CDIE_CBCCRM_RCN33_20_II	PC -SE AT-MT COMPARTIR REDES_20_II	3.897.721.490
CDIE_CBCCRM_RCN38_19	PC - REDISEÑO REDES SE PARATEBUENO _19	239.638.891
CDIE_CBCCSM_R0183_19	PC - NORMALIZACIÓN SE MT-MT _19	193.463.375
CDIE_CBCCSM_R0195_19	PC - AMPL SALIDA SE JAPON MT-MT _19	151.864.578
CDIE_CBCCSM_R0199_19	PC - AMPL SALIDA SE PARATEBUENO MT-MT _19	130.926.807
CDIE_CBCCSM_R0201_20_IV	PC - AMPLIACIÓN SE SAUCES AT-MT_20_IV	6.323.454.405
CDIE_CBCCSM_R0300_20_IV	DRT - INST RC EN SE_20_IV	536.818.000
CDIM_CADCSR_R0090_20	AMPLIACIÓN SE SAN JORGE MT - MT	654.389.000
CDIM_CADCSR_R0107_20	AMPLIACIÓN CAPACIDAD SE AT-MT CHIA	2.584.803.000
CDIM_CADCSR_R0110_19_II	AMPLIACIÓN CAPACIDAD SE NOROESTE_19_II	238.797.000
CDIM_CBPTSM_R0001_19	COMPENSACIÓN REACTIVA SE FONTIBON _19	1.252.471.838
CDIM_CBSGAM_P0030_20	NORMALIZACIÓN LÍNEA LG-FL _20	166.832.000
DINAMO_21_IV	DINAMO	1.687.950.000
MEDIDA	NORMALIZACIÓN SIST MEDIDA	413.427.733
MEF1AMRFO	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN FONTIBON REDES	9.547.095.958
MEF1AMRUM	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN USME REDES	10.637.011.479
MEF1AMSEFO	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN FONTIBON	4.847.303.700
MEF1AMSEOM	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN COMPARTIR	4.541.174.872
MEF1AMSEUM	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN USME	4.299.254.872
MEF1AMSEVI	ME - F1 AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN VICTORIA	4.324.394.700
NORMRCTA	MN - NORMALIZACIÓN RECONECTADORES SSEE TORIBA	406.725.000
REDBARZ	SE BARZALOSA REDES	845.814.704
REPORCSEMT_21	REPOSICIÓN Y ADECUACIÓN RC SE MT MT	1.226.059.900
SESALAMINA	SE MT-MT SALAMINA	2.368.545.368
Total General		62.787.022.751

Valores en pesos de diciembre de 2017

8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

Enel Colombia no tiene un plan de reducción pérdidas aprobado por la Comisión.

9. GESTIÓN DE ACTIVOS

Dentro de los entregables enviados a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encuentra el Anexo 4 – Plan de trabajo SGA e informe 2021, en donde se detalla el Plan de trabajo del Sistema Gestión de Activos (SGA) y el informe completo de ejecución del 2021. En estos se describen la metodología de implementación, el avance y cierre 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-MT, 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.