



Informe Seguimiento a la Ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio - Año 2021

(Unidad Transacciones T&D Energía)

Rev. No.	MODIFICACIÓN EFECTUADA	FECHA
00	Versión inicial	2022/03/30

ÍTEM	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO	Profesional A, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Profesional C, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Jefe Unidad Transacciones T&D
NOMBRE	Luis José Mendoza Fajardo	Jairo Mauricio Urrea Ramírez	José Fernando Isaza Franco

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	6
1. CONTEXTO	7
1.1. Objetivo.....	7
1.2. Alcance	7
1.3. Definiciones.....	7
2. PLAN DE INVERSIONES 2020 - 2025	9
2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	9
2.2. Descripción del sistema operado por EPM.....	11
2.2.1. Área de influencia.....	11
2.2.2. Activos operados	11
2.2.3. Cantidad de usuarios.....	11
2.2.4. Demanda de energía.....	12
2.2.5. Demanda de potencia	12
2.2.6. Indicadores de calidad del servicio	12
2.2.7. Solicitudes de Conexión	13
2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2020 - 2025.....	13
2.3.1. Inversiones por municipio.....	13
2.3.2. Inversiones por departamento.....	15
2.3.3. Inversiones por tipo de inversión.....	15
2.3.4. Inversiones por nivel de tensión	16
2.3.5. Inversiones por categoría de activos.....	16
2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas.....	17
2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios....	17
2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado	18
2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años.....	19
2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2021	23
2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2021.....	23
2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2021	24

2.4.3.	Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2021	25
2.4.4.	Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2021	25
3.	SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2021	27
3.1.	Inversiones ejecutadas en el año 2021	27
3.1.1.	Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos.....	27
3.1.2.	Inversiones ejecutadas por proyectos del plan	31
3.1.3.	Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura	31
3.1.4.	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio.....	32
3.1.5.	Inversiones en gestión de activos	32
3.1.6.	Inversiones en unidades constructivas especiales.....	32
3.1.7.	Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos.....	35
3.2.	Avance en el cumplimiento de las Metas	36
3.2.1.	Cumplimiento de las inversiones en activos	36
3.2.2.	Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado	38
3.2.3.	Cumplimiento de las metas de calidad del servicio	39
3.2.4.	Cumplimiento de los índices de pérdidas	39
3.2.5.	Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos.....	39
3.3.	Seguimiento a las bases de activos.....	40
3.3.1.	Base de activos fuera de operación.....	40
3.3.2.	Base de terrenos al año 2021	40
4.	REPORTE DE INFORMACIÓN.....	42
4.1.	Formatos de reporte	42
4.2.	Información georreferenciada	42
5.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	43
6.	ANEXOS	44

Lista de figuras

Figura 2.1 Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM en el periodo 2019-2023.	21
--	----

Lista de tablas

Tabla 2.1 Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.	11
Tabla 2.2 Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.	12
Tabla 2.3 Metas de calidad del servicio de EPM en un horizonte de 5 años.	13
Tabla 2.4 Inversiones plan 2020 - 2025 por municipio [<i>valores en millones de pesos a dic 2017</i>].	13
Tabla 2.5 Inversiones plan 2020 - 2025 por departamentos.....	15
Tabla 2.6 Inversiones plan 2020 - 2025 por tipo de inversión.	15
Tabla 2.7 Inversiones plan 2020 - 2025 por nivel de tensión.....	16
Tabla 2.8 Inversiones plan 2020 - 2025 por categoría de activos.....	16
Tabla 2.9 Inversiones plan 2020 - 2025 según su clasificación.....	17
Tabla 2.10 Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2020 - 2025.	18
Tabla 2.11 Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.....	19
Tabla 2.12 Metas del indicador de duración de eventos, [<i>valores en horas al año</i>].	20
Tabla 2.13 Metas del indicador de frecuencia de eventos, [<i>valores en cantidad de eventos al año</i>].	20
Tabla 2.14 Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [<i>máximo horas-año</i>]. Referencia año 2016.	20
Tabla 2.15 Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [<i>máximo veces-año</i>]. Referencia año 2016.	21
Tabla 2.16 Inversiones proyectadas para el periodo 2020 - 2025 [<i>\$ - dic 2017</i>].	22
Tabla 2.17 Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan 2020 - 2025 con respecto al 8% de la variable CRR.	23
Tabla 2.18 Proyectos de inversión aprobados para el año 2021.	23
Tabla 2.19 Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2021. ..	24
Tabla 2.20 Metas del indicador de duración de eventos año 2021.	25
Tabla 2.21 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2021.....	25
Tabla 2.22 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2021.....	26
Tabla 3.1 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Sin Acote.	27
Tabla 3.2 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Incluye el acote del $1.1 * INVA_{j,n,l,3}$ para N1, N2 y N3.	28

Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020.	29
Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Incluye el acote del $1.1 * INVA_{j,n,l,3}$ más el excedente del año 2020.	29
Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021.	30
Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2021.	32
Tabla 3.7 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2021. UCs aprobadas en el plan de inversiones.	33
Tabla 3.8 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2021. UCs no sometidas a aprobación en el plan de inversiones o en los ajustes al plan de inversiones ya presentados.	34
Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2021.	35
Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2021. Ejecución no acotada.	36
Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2021. Ejecución acotada.	37
Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2021.	39
Tabla 3.13 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2021.	40
Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2021. ..	41

INTRODUCCIÓN

Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se estableció una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en ella se destaca que, la mayor parte del ingreso que reciben las empresas operadoras de red está determinado por los activos de uso que operan. Para la remuneración de estos activos, cada operador de red debía entregar en la solicitud de aprobación de ingresos los inventarios de activos existentes a un día antes de la fecha en que comienza a regir el nuevo periodo tarifario dado por esta resolución (periodo 2019 - 2023) y un plan de inversiones en el que se comprometen a ejecutar inversiones anuales en activos durante los 5 años del periodo tarifario. Lo anterior, valorado mediante unidades constructivas definidas por la CREG en los capítulos 15 y 14 respectivamente, de dicha resolución.

Acorde con el numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 del 2018, cada operador de red debe hacer seguimiento anual a la ejecución del plan de inversión que le fue aprobado, y presentar un informe acorde con los formatos y contenido mínimo que la CREG publique en circular aparte. Para lo anterior, la CREG publicó las Circulares 024 y 047 del 2020, en donde se definen dichas pautas.

En cumplimiento de las disposiciones antes mencionadas, en este documento se presenta el informe de seguimiento a la ejecución del plan 2020 - 2025 que le fue aprobado a EPM como ajuste al plan 2019 - 2023 aprobado inicialmente en la solicitud de aprobación de ingresos. El seguimiento se hace para el tercer año del periodo tarifario (año 2021) acorde con los formatos y contenido mínimo definidos en dichas circulares.

El documento se encuentra estructurado en 5 numerales a saber: en el numeral 1 se presenta el objetivo, alcance y definiciones relevantes a considerar para la lectura del documento; en el numeral 2 se resumen los beneficios que esperan obtener los usuarios con la ejecución del plan, cómo está conformado el sistema de EPM a diciembre del año 2021 y cuáles fueron las inversiones aprobadas considerando varios niveles de desagregación, así como las metas planteadas para EPM; en el numeral 3 se presenta la ejecución hecha en el año 2021 en comparación con lo estipulado en el plan 2020 - 2025; en el numeral 4 se entregan los formatos solicitados por la CREG; finalmente en los numerales 5 y 6 se presentan las referencias tenidas en cuenta para la elaboración del documento y el listado de anexos a ser entregados, respectivamente.

1. CONTEXTO

1.1. Objetivo

Presentar el informe de seguimiento a la ejecución año 2021 del plan de inversiones periodo 2020 - 2025 aprobado a EPM. Lo anterior, en cumplimiento de lo estipulado en el numeral 6.5, ítems “a” y “c” de la resolución CREG 015 del 2018 y a los requerimientos dados en las Circulares CREG 024 y 047 del 2020.

1.2. Alcance

Al final del presente informe se tendrá caracterizado el sistema actual que opera EPM en términos de la demanda de energía y potencia, área de influencia, activos operados, indicadores de calidad del servicio y pérdidas de energía. Se tendrán identificados los beneficios que recibirán los usuarios con la implementación del plan de inversiones aprobado a EPM para el periodo 2020 - 2025 y, para el año 2021, se tendrá información comparativa y de seguimiento entre las inversiones y metas planeadas por EPM y su ejecución real, presentando las justificaciones necesarias para las desviaciones encontradas. Lo anterior, en cumplimiento del objetivo propuesto.

1.3. Definiciones

A continuación se presentan las definiciones más relevantes a tener en cuenta en la lectura del presente documento.

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.

Base regulatoria de activos, BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

EPM: Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Liquidador y administrador de cuentas, LAC: Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean

asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

Separador de miles: se utiliza la coma (,).

Separador de decimales: se utiliza el punto (.).

Sistema de Distribución Local, SDL: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Unidad constructiva, UC: conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Unidad constructiva especial: es aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas.

2. PLAN DE INVERSIONES 2020 - 2025

Acorde con el artículo 22, ítem f, de la Resolución CREG 015 del 2018, es obligación de los OR: *“Planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar a los usuarios la prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y seguridad exigidos por la regulación”*. Con base en esto, dentro de la solicitud de aprobación de ingresos y cargos presentada a la CREG, Empresas Públicas de Medellín E.S.P., en adelante EPM, sometió la aprobación del plan de inversiones regulatorio, correspondiente al periodo 2019-2023, bajo los criterios, requisitos e indicaciones estipuladas en el capítulo 6 de la resolución en mención. Posteriormente, considerando lo estipulado en el numeral 6.6 de la resolución CREG 015/2018, mediante el cual, *“Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del inicio de su remuneración”*, EPM presentó ajustes del plan 2019 - 2023 inicialmente aprobado, con lo cual, mediante resoluciones CREG 136 del 2021 y CREG 501 - 022 del 2022, la CREG aprobó los ajustes presentados correspondientes al periodo 2020 - 2025.

Con relación al plan de inversiones 2020-2025, se destacan los siguientes aspectos a considerar:

2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Conforme con lo establecido en el numeral 6.1 “Criterios generales”, ítem h, de la Resolución CREG 015 del 2018, los proyectos de inversión contemplados en el plan *“deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno (1), con base en los criterios y metodologías definidos por el OR para la evaluación de sus proyectos”*.

En este sentido, dentro del Plan de Inversiones Regulatorio 2020 - 2025 presentado por EPM, se indicaron los beneficios considerados en la evaluación de los proyectos, los cuales comprenden las retribuciones que recibirán los usuarios conectados al sistema de EPM, en el corto y mediano plazo. Los beneficios se describen a continuación:

- ✓ **Energía no suministrada (ENS):** Uno de los criterios fundamentales para la atención de la demanda, es la confiabilidad del servicio ante fallas o perturbaciones en el sistema eléctrico; esta variable se refleja como un beneficio a mediano plazo para los usuarios, dado que, ante eventos de la red, se eliminaría o disminuiría la energía no suministrada a los usuarios conectados a la red, permitiendo así el libre desarrollo de las actividades económicas del país.
- ✓ **Demanda no atendida (DNA):** La demanda no atendida es un concepto similar al descrito anteriormente, sin embargo, está enfocada en la atención de la demanda de nuevos usuarios. El criterio principal en este caso es la de

expansión del sistema; esta variable se refleja como un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios dado que, ante nuevas solicitudes de conexión a la red, ésta no sería restringida, permitiendo así una expansión en el desarrollo de las actividades económicas del país.

- ✓ **Pérdidas de energía:** Dentro de la composición de costos que pagan los usuarios por el servicio de energía, se cuenta con una componente de costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía. Las inversiones planteadas para el sostenimiento de las pérdidas de energía resultan como un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, dado que esto apuntaría a una reducción en los costos del servicio que deben pagar mensualmente.
- ✓ **Disminución en restricciones:** Dentro de la composición de costos que pagan los usuarios por el servicio de energía, se cuenta con una componente de costo de restricciones y de servicios asociados con generación. Las inversiones planteadas para la expansión y reposición de activos en el sistema resultan en un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, dado que esto apuntaría a una reducción en los costos del servicio que deben pagar mensualmente.
- ✓ **Efecto sobre el costo marginal de la energía:** Dadas la inversiones aprobadas para la conexión de terceros que intervienen los activos de uso, los usuarios del sistema se benefician ante la conexión de nuevas plantas de generación que, por su bajo costo de operación, mantenimiento y materias primas de producción como agua, viento o radiación solar, se esperan precios de generación de energía más competitivos para disminuir el costo marginal impuesto por generaciones más costosas como las térmicas.
- ✓ **Calidad del servicio:** Dentro del plan de calidad de EPM se aprobaron inversiones para el proyecto de mejoramiento de la calidad en el servicio, estas obras se reflejan ante el usuario como un beneficio a corto y mediano plazo dado que apuntan a reducir el número de veces y el tiempo que los usuarios son desconectados de la red.
- ✓ **Confiabilidad del sistema:** Con la ejecución del plan de inversiones se logrará la instalación de activos nuevos, ya sea en expansión o reposición, y la inversión en nuevas tecnologías, permitiendo así una renovación en la infraestructura eléctrica del sistema. Con esto, se logra reducir las fallas por obsolescencia en la red, lo cual conlleva a una mayor confiabilidad del sistema, y por tanto a una mejor calidad en el servicio.

2.2. Descripción del sistema operado por EPM

A diciembre del año 2021 el sistema de distribución de energía eléctrica operado por EPM se encuentra caracterizado de la siguiente manera:

2.2.1. Área de influencia

EPM cuenta con operación comercial principalmente en el departamento de Antioquia, sin embargo, debido a cercanías geográficas, también cuenta con usuarios rurales en los departamentos del Chocó, Córdoba y Caldas. Todo este sistema funciona como una única área operativa.

2.2.2. Activos operados

El sistema operado por EPM cubre un área geográfica de 61,377 km² aproximadamente en los departamentos mencionados anteriormente y cuenta con un índice de cobertura según metodología PIEC de 99,67% a diciembre de 2021. Para el año 2021 entraron en operación en 34 circuitos de uso nuevos en el sistema de distribución. Respecto a las subestaciones, no entraron nuevas subestaciones en operación. Dentro del plan de inversiones regulatorio 2020-2025 aprobado por la CREG, se aprobaron obras entre 2022 y 2025 para la construcción de 4 nuevas subestaciones en nivel de tensión 4 (110 kV).

2.2.3. Cantidad de usuarios

La cantidad total de usuarios lograda dentro del sistema de EPM para el año 2021 fue de 2,662,104 usuarios, de los cuales, 2,436,509 (91.53%) corresponden a usuarios residenciales y 225,595 (8.47%) a usuarios no residenciales. En la Tabla 2.1 se presentan las proyecciones de usuarios a atender por EPM en un horizonte de 5 años, en comparación con la cantidad obtenida en el año 2021.

Tabla 2.1 Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción/año	2021(E)*	2021(P)**	2022(P)**	2023(P)**	2024(P)**	2025(P)**
Cantidad de usuarios	2,662,104	2,645,365	2,712,993	2,791,970	2,870,943	2,949,913
<i>* (E): atendidos en el año indicado; **(P): proyectados en el horizonte de planeación.</i>						

De acuerdo con las proyecciones presentadas en la Tabla 2.1, para el año 2021 se esperaba contar con un total de 2,645,365 usuarios, sin embargo, finalmente se lograron 2,662,104 usuarios, lo que corresponde a 16,739 usuarios más de lo esperado, es decir, un 0.63% por encima.

2.2.4. Demanda de energía

En la Tabla 2.2 se presenta la demanda de energía proyectada por EPM en un horizonte de planeación de 5 años, realizado durante la preparación del plan de inversiones regulatorio, así como la cantidad de demanda obtenida en el año 2021

Tabla 2.2 Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción/ año	2020(E)*	2021(E)*	2021(P)**	2022(P)**	2023(P)**	2024(P)**	2025(P)**
Demanda Total [MWh]	9,351,908	10,051,300	10,444,234	9,775,930	9,896,523	10,033,051	10,175,603

** (E): demanda obtenida en el año indicado; ** (P): proyección en el horizonte de planeación.*

Se observa que la demanda de energía obtenida en el sistema eléctrico de EPM en el año 2021 fue de 10,051,300 MWh, la cual, en comparación con los 10,444,234 MWh proyectados para el 2021 según las proyecciones de consumos de energía que se plantearon durante la elaboración del plan de inversiones, se encuentra 392,934 MWh por debajo, es decir, se logró un 3.76% menos de lo esperado. Asimismo, se destaca un incremento respecto al año 2020 de 699,392 MWh, lo cual equivale a un 7,47% de incremento porcentual.

2.2.5. Demanda de potencia

La demanda de potencia máxima para el sistema eléctrico de EPM en el 2021 fue de 1,441 MW, lo cual, en comparación con la potencia máxima de 1,449 MW obtenida en 2020, se encuentra 0,55% por debajo. Sin embargo, se aclara que las cifras obtenidas no son comparables con las proyectadas, dado que el valor proyectado para cada año corresponde a las cifras de demanda máxima coincidente en todas las subestaciones de EPM en el mismo instante. EPM realiza estas proyecciones por cada una de las subestaciones según las metodologías de planeación descritas al interior del plan de inversiones regulatorio. Estas proyecciones se realizan a nivel de demanda máxima por cada subestación, esta metodología empleada no contempla una proyección de demanda anual de potencia máxima para todo el sistema operado.

2.2.6. Indicadores de calidad del servicio

Las metas de los indicadores de calidad del servicio, SAIDI y SAIFI, en el horizonte de planeación de 5 años aprobado actualmente a EPM se presentan en la Tabla 2.3, así como los valores obtenidos en el año 2021 y años anteriores. El horizonte de planeación se presenta hasta el 2023 dado que hasta este año se cuenta con metas aprobadas por la CREG y acorde con el numeral 5.2.3.2.1 de la resolución CREG 015 del 2018, modificado por el artículo 28 de la resolución CREG 036 del 2019, se indica: “Después del año 5 del periodo tarifario, la CREG estimará y publicará, mediante circular, las metas de calidad anual de cada OR hasta que se expida una nueva regulación”. Esto es, para los años 2024 en adelante.

Tabla 2.3 Metas de calidad del servicio de EPM en un horizonte de 5 años.

Indicador Calidad del Servicio	2019(E)*	2020(E)*	2021(E)*	2021(P)**	2022(P)	2023(P)
SAIDI [horas]	14,23	11.46	13.39	10.87	10.00	9.20
SAIFI [veces]	7,29	6.67	8.18	9.0	9.0	9.0

* (E): valor obtenido en el año indicado; **(P): metas proyectadas en el horizonte de planeación.

El cumplimiento de estos indicadores se da si el valor obtenido es igual o menor al valor de la meta, por consiguiente, de la Tabla 2.3 se observa que, en el año 2021 se cumplió la meta solo para el indicador SAIFI.

2.2.7. Solicitudes de Conexión

Anualmente EPM recibe solicitudes para la conexión de nuevos clientes residenciales, comerciales e industriales; durante el año 2021 se realizó la conexión de 83,568 nuevos clientes. Al comparar el valor obtenido durante el año 2021 respecto a las conexiones del año 2020, hubo un incremento de 3,24%.

2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2020 - 2025

Acorde con la resolución CREG 078 del 2019, modificada mediante resolución CREG 156 del 2019, se dio aprobación al plan de inversiones regulatorio presentado por EPM en la solicitud de aprobación de cargos, y que corresponde al periodo 2019 - 2023. Posteriormente, mediante resolución CREG 136 del 2021, modificada por la resolución CREG 501 - 022 del 2022, la CREG aprobó a EPM los ajustes realizados al plan 2019 - 2023 inicialmente aprobado y que comprenden el periodo 2020 - 2025.

Las inversiones aprobadas en el plan 2020 - 2025 se presentan por municipio, en la Tabla 2.4; por departamento, en la Tabla 2.5; por tipo de inversión, en la

Tabla 2.6; por nivel de tensión, en la Tabla 2.7; por categoría de activos, en la Tabla 2.8; y por su clasificación en expansión, reposición, calidad y pérdidas, en la Tabla 2.9.

2.3.1. Inversiones por municipio

Se consideran inversiones en 129 municipios, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.4 Inversiones plan 2020 - 2025 por municipio [valores en millones de pesos a dic 2017].

Nombre Municipio	Código Municipio	Total	Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Abejorral	05002	5,603	Amagá	05030	5,946
Abriaquí	05004	1,288	Amalfi	05031	12,105
Alejandro	05021	1,878	Andes	05034	11,148

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Angelópolis	05036	2,074
Angostura	05038	6,142
Anorí	05040	9,325
Anzá	05044	1,342
Apartadó	05045	28,722
Arboletes	05051	24,560
Argelia	05055	2,326
Armenia (Antioquia)	05059	166
Ayapel	23068	216
Barbosa	05079	30,873
Bello	05088	45,996
Belmira	05086	739
Betania	05091	1,445
Betulia	05093	6,304
Briceño	05107	4,174
Buritica	05113	3,394
Cáceres	05120	16,682
Caicedo	05125	24,146
Caldas	05129	40,354
Campamento	05134	3,713
Cañasgordas	05138	13,080
Caracolí	05142	8,011
Caramanta	05145	265
Carepa	05147	15,746
Carmen Del Darién	27150	132
Carolina	05150	412
Caucasia	05154	55,240
Chigorodó	05172	29,997
Cisneros	05190	6,863
Ciudad Bolívar	05101	7,715
Cocorná	05197	17,924
Concepción	05206	625
Concordia	05209	3,388
Copacabana	05212	4,377
Dabeiba	05234	19,726
Don Matías	05237	7,436
Ebéjico	05240	6,336
El Bagre	05250	14,857
El Carmen De Atrato	27245	320
El Carmen de Viboral	05148	10,627
El Peñol	05541	5,104
El Retiro	05607	4,966
El Santuario	05697	7,013
Entrerrios	05264	1,781
Envigado	05266	65,412
Fredonia	05282	2,763
Frontino	05284	5,515
Giraldo	05306	999
Girardota	05308	18,964
Gómez Plata	05310	12,178
Granada	05313	4,011
Guadalupe	05315	6,285

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Guarne	05318	26,023
Guatapé	05321	1,670
Heliconia	05347	603
Hispania	05353	1,279
Itagüí	05360	18,868
Ituango	05361	12,913
Jardín	05364	1,490
Jericó	05368	1,634
La Apartada	23350	58
La Ceja	05376	4,858
La Estrella	05380	33,438
La Pintada	05390	1,523
La Unión	05400	4,072
Liborina	05411	4,399
Maceo	05425	6,966
Marinilla	05440	10,078
Medellín	05001	340,405
Montebello	05467	2,386
Montelíbano	23466	15
Mutatá	05480	25,409
Nariño	05483	2,825
Nechí	05495	9,762
Necoclí	05490	30,586
Olaya	05501	493
Peque	05543	3,389
Pueblorrico	05576	869
Puerto Berrío	05579	15,744
Puerto Nare	05585	7,420
Puerto Triunfo	05591	8,226
Remedios	05604	20,841
Rionegro	05615	46,681
Riosucio	27615	2,139
Sabanalarga	05628	2,722
Sabaneta	05631	4,505
Salgar	05642	4,179
San Andrés de Cuerquia	05647	1,037
San Carlos	05649	11,509
San Francisco	05652	1,640
San Jerónimo	05656	26,474
San José De La Montaña	05658	584
San Juan de Urabá	05659	4,855
San Luis	05660	18,949
San Pedro De Los Milagros	05664	8,880
San Pedro De Urabá	05665	16,251
San Rafael	05667	10,174
San Roque	05670	12,342
San Vicente	05674	6,044
Santa Bárbara	05679	8,477
Santa Rosa de Osos	05686	34,848

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Santafé De Antioquia	05042	20,619
Santo Domingo	05690	14,886
Segovia	05736	5,183
Sonsón	05756	13,148
Sopetrán	05761	3,490
Támesis	05789	3,403
Tarazá	05790	16,972
Tarso	05792	815
Titiribí	05809	2,286
Toledo	05819	4,944
Turbo	05837	75,642

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Uramita	05842	10,384
Urrao	05847	10,122
Valdivia	05854	11,949
Valparaíso	05856	1,782
Vegachí	05858	10,418
Venecia	05861	2,245
Yalí	05885	3,096
Yarumal	05887	19,112
Yolombó	05890	7,956
Yondó	05893	31,514
Zaragoza	05895	8,632
Total general		1,747,861

Se observa que el municipio con mayor monto de inversión es Medellín, para un valor de inversión de 340,405 millones de pesos a invertir en el periodo 2020-2025, lo que equivale a un 19.48% del plan.

2.3.2. Inversiones por departamento

Se consideran inversiones en tres departamentos, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.5 Inversiones plan 2020 - 2025 por departamentos.

Departamento	Inversión Total*
Antioquia	1,745,303
Chocó	2,270
Córdoba	288
Total general	1,747,861

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El departamento de Antioquia es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 1,745,303 millones de pesos, correspondientes al 99.85% del plan.

2.3.3. Inversiones por tipo de inversión

Las inversiones en por tipos de inversión se presentan a continuación:

Tabla 2.6 Inversiones plan 2020 - 2025 por tipo de inversión.

Tipo proyecto*	Total inversiones**
Tipo I	352,901
Tipo II	659,803
Tipo III	577,057
Tipo IV	158,100
Total general	1,747,861

* Los tipos de proyectos de inversión se definen en el capítulo 6 de la resolución CREG 015 del 2018.

** Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

Se observa que gran parte de la inversión está dada por los proyectos tipo II, es decir, expansión de la infraestructura para aumentar la capacidad del sistema, por un valor de 659,803 millones de pesos, lo que corresponde al 37.75% del plan. Sin embargo, si se consideran en conjunto los tipos de inversión I y III, los cuales corresponden a tipos de reposición de activos, se encuentra que en total suman 929,958 millones de pesos, por lo que realmente la mayor inversión corresponde a reposiciones de la infraestructura, lo cual representa un 53.21% del plan.

2.3.4. Inversiones por nivel de tensión

Para cada uno de los niveles de tensión, se contemplan los siguientes montos de inversión:

Tabla 2.7 Inversiones plan 2020 - 2025 por nivel de tensión.

Nivel de tensión	Total*
1	394,868
2	882,300
3	295,316
4	175,378
Total general	1,747,861

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

Se observa que el nivel de tensión 2 es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 882,300 millones de pesos, correspondientes al 50.48% del plan.

2.3.5. Inversiones por categoría de activos

Los montos de inversión por categoría de activos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2.8 Inversiones plan 2020 - 2025 por categoría de activos.

Categoría	Descripción categoría	Total*
1	Transformadores de potencia	95,608
2	Compensaciones	-
3	Bahías y celdas	92,043
4	Equipos de control y comunicaciones	87,832
5	Equipos de subestación	6,671
6	Otros activos subestación	22,699
7	Líneas aéreas	740,163
8	Líneas subterráneas	110,408
9	Equipos de línea	91,624
10	Centro de control	105,946
11	Transformadores de distribución	185,714
12	Redes de distribución	209,154
Total general		1,747,861

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

Se observa que la mayor inversión se plantea para líneas aéreas (categoría 7), por valor de 740,163 millones de pesos, lo que corresponde al 42.35% del plan. Para la categoría 2, en la inversión se planea a demanda, mediante la solicitud de unidades constructivas especiales, por lo que no se considera un valor planeado.

2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas

Las inversiones en expansión, reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas se presentan a continuación:

Tabla 2.9 Inversiones plan 2020 - 2025 según su clasificación.

Clasificación	Total inversiones*
<i>Expansión</i>	680,835
<i>Reposición</i>	929,958
<i>Calidad del servicio</i>	77,312
<i>Reducción y mantenimiento de pérdidas</i>	59,756
Total general	1,747,861

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El monto más grande de inversión se proyecta para la reposición de activos, por un valor de 929,958 millones de pesos, equivalente al 53,21% del plan.

2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios

Dentro de los 69 proyectos aprobados para su ejecución, pertenecientes al plan de inversiones regulatorio 2020 - 2025, se destacan principalmente los siguientes proyectos, dada su gran relevancia para EPM y para los usuarios y regiones que atiende EPM:

- Ampliación de capacidad en las subestaciones Urabá, Rodeo, Santa Rosa, Caldas y el proyecto Expansión VP T&D, los cuales, están enfocados en la atención de aumento de la demanda en instalaciones existentes.
- Conexión entre las subestaciones Urabá, Apartadó y Nueva Colonia, Nueva Subestación Ayurá, Nueva Subestación Calizas y Nueva Subestación Yondó, los cuales, están enfocados en la atención de aumento de la demanda y expansión de las redes.
- Modernización en la subestación Ancón Sur, Central, Guayabal, San Jerónimo, Plan de Choque Líneas y Subestaciones y Reposición VP T&D, los cuales, están enfocados en la reposición de equipos.
- Mejoramiento de Calidad en Media Tensión, para mejorar el servicio prestado a los usuarios finales.

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2021

- Gestión y Control de Pérdidas de Energía, el cual, está enfocado en el control de las pérdidas del sistema de EPM.

Los montos de inversión aprobados para estos proyectos se presentan en la Tabla 2.10:

Tabla 2.10 Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2020 - 2025.

Nombre del proyecto	Inversión total*
<i>Actualización terminales remotas en subestaciones de Transmisión y Distribución Energía</i>	37,392
<i>Ampliación capacidad subestación Rodeo 110/44/13.2 kV</i>	28,218
<i>Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV</i>	28,143
<i>Consolidación Centros de Control</i>	19,452
<i>Expansión VP T&D</i>	374,275
<i>Expansión y confiabilidad subestación Caldas</i>	26,987
<i>Gestión y control pérdidas de energía - EPM</i>	59,756
<i>Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV</i>	18,414
<i>Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV</i>	18,128
<i>Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV</i>	16,032
<i>Nueva subestación (sector Ayurá)</i>	16,405
<i>Nueva subestación Caicedo 110 kV</i>	26,367
<i>Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL</i>	16,758
<i>Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV</i>	19,554
<i>Plan de choque VP T&D - Subestaciones</i>	74,032
<i>Plan mejoramiento calidad del servicio</i>	83,159
<i>Reposición VP T&D</i>	685,374
<i>Solución a alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño</i>	21,268
Total general	1,569,715
<i>* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.</i>	

En conjunto, estos proyectos suman un monto total de 1,569,715 millones de pesos, lo que representa el 89.81% del total de inversiones del plan 2020-2025.

2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado

El costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario (variable CRR_j) aprobado para EPM en la resolución CREG 501 - 022 del 2022 se presenta en la Tabla 2.11, por nivel de tensión.

Tabla 2.11 Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.

Costo de reposición de referencia por nivel de tensión, $Crr_{j,n}$	
Nivel de tensión	Valor $Crr_{j,n}$
$n = 4$	1,291,107,680,333
$n = 3$	564,280,323,806
$n = 2$	3,980,504,477,710
$n = 1$	1,618,372,935,266
Costo de reposición de referencia Total, $CRR_j = \sum_{n=1}^4 Crr_{j,n}$	
Valor (CRR_j)	$(CRR_j) \times (8\%)$
7,454,265,417,115	596,341,233,369
<i>Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.</i>	

Acorde con el numeral 6.4, literal b, de la Resolución CREG 015 del 2018, el valor anual del plan de inversión, correspondiente a los montos conjuntos de los niveles de tensión 1, 2 y 3, “no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia CRR_j ”, es decir, al sumar los montos de inversión anual planeada de los niveles 1, 2 y 3, el valor resultante debe ser inferior o igual a los \$ 596,341,233,369 presentado en la Tabla 2.11.

2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años

Las metas para EPM, dadas en la aprobación del plan de inversiones 2019 - 2023 se mantuvieron iguales con el ajuste al plan aprobado mediante la resolución CREG 501 - 022 del 2022 (plan 2020 - 2025), estas metas se presentan a continuación:

- **Metas de Calidad del servicio**

Acorde con el numeral 5.2 de la resolución CREG 015 de 2018, en el SDI, “la calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes”, para lo anterior, se definen indicadores que permiten establecer la calidad media del SDI y la calidad individual que percibe cada uno de los usuarios.

La calidad media del sistema está medida por el indicador SAIDI, para la duración de eventos y por el indicador SAIFI, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen unas metas de los indicadores de calidad media anual durante el periodo tarifario, $SAIDI_{M_j,t}$ y $SAIFI_{M_j,t}$, dentro de un rango de tolerancia o banda de indiferencia del 0.5% por encima o por debajo de la meta. Las metas se cumplen si en la ejecución de cada año se obtienen indicadores que estén dentro de la banda de indiferencia o que sean menor al límite inferior de la misma. En el caso del OR EPM las metas aprobadas por la CREG para el periodo 2019-2023 y sus bandas de indiferencia se presentan en la Tabla 2.12 para el SAIDI y en la Tabla 2.13 para el SAIFI.

El horizonte de planeación se presenta hasta el 2023 dado que hasta este año se cuenta con metas aprobadas por la CREG y acorde con el numeral 5.2.3.2.1 de la resolución CREG 015 del 2018, modificado por el artículo 28 de la resolución CREG 036 del 2019, se indica que, “Después del año 5 del periodo tarifario, la CREG estimará y publicará, mediante circular, las metas de calidad anual de cada OR hasta que se expida una nueva regulación”. Esto es, para los años 2024 en adelante.

Tabla 2.12 Metas del indicador de duración de eventos, [valores en horas al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI _{M_{j,t}}	Límite superior banda indiferencia
2019	12.781	12.845	12.909
2020	11.758	11.817	11.876
2021	10.818	10.872	10.926
2022	9.952	10.002	10.052
2023	9.156	9.202	9.248

Tabla 2.13 Metas del indicador de frecuencia de eventos, [valores en cantidad de eventos al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI _{M_{j,t}}	Límite superior banda indiferencia
2019	8.955	9.000	9.045
2020	8.955	9.000	9.045
2021	8.955	9.000	9.045
2022	8.955	9.000	9.045
2023	8.955	9.000	9.045

La calidad individual que recibe cada usuario del sistema está medida por el indicador DIUG, para la duración de eventos y por el indicador FIUG, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen como metas unos indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, clasificados en grupos de calidad dados por el nivel de riesgo de falla y nivel de ruralidad. Para cada usuario, se cumple con la calidad mínima garantizada si se obtienen indicadores iguales o menores a los $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$ aprobados para el OR. En el caso del OR EPM, los indicadores de calidad individual mínima garantizada aprobadas por la CREG en el plan 2019-2013 se presentan en la Tabla 2.14 para el $DIUG_{j,n,q}$ y en la Tabla 2.15 para el $FIUG_{j,n,q}$.

Tabla 2.14 Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2016.

	DIUG nivel de tensión 2 y 3			DIUG nivel de tensión 1		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	6.99	15.38	-	11.14	38.15
Riesgo 2	4.73	12.12	12.48	8.08	15.71	45.40
Riesgo 3	18.62	6.32	16.68	22.22	21.61	98.65

Tabla 2.15 Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2016.

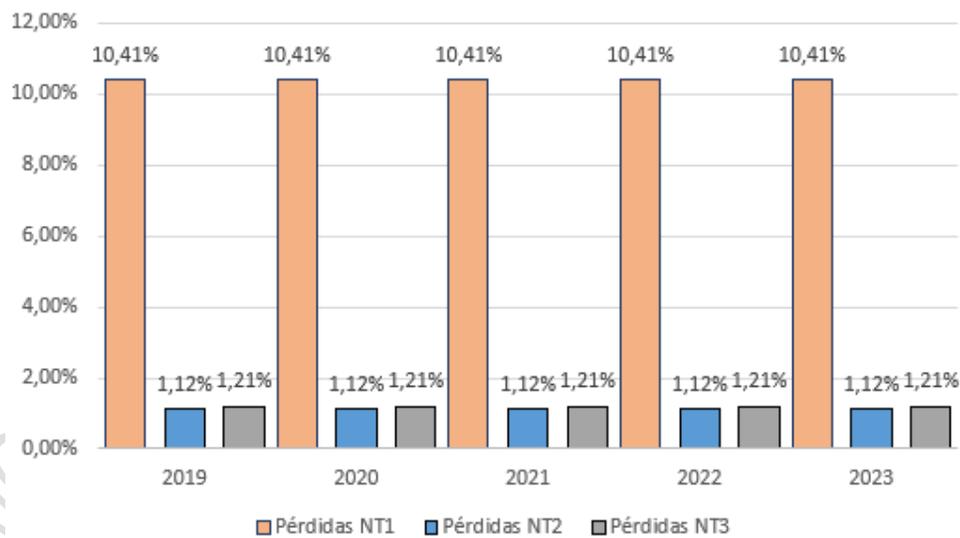
	FIUG nivel de tensión 2 y 3			FIUG nivel de tensión 1		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	8.00	8.00	-	10.00	19.00
Riesgo 2	3.00	9.00	10.00	5.00	13.00	20.00
Riesgo 3	20.00	6.00	13.00	21.00	21.00	39.00

- **Reducción y Mantenimiento de pérdidas de energía**

EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes, por lo tanto no está obligado a presentar plan de reducción de pérdidas. Los índices de pérdidas eficientes aprobados para el mantenimiento de las pérdidas en el sistema de EPM, se presentan en la

Figura 2.1.

Figura 2.1 Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM en el periodo 2019-2023.



- **Metas anuales en inversiones a ejecutar.**

Los montos de inversión planeados y aprobados para EPM en el periodo 2020-2025 se presentan en la Tabla 2.16, por año, nivel de tensión y categoría de activos (I).

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Tabla 2.16 Inversiones proyectadas para el periodo 2020 - 2025 [\\$ - dic 2017].

l	Nivel de tensión 4					
	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
l = 1	29,356,377,000	0	0	0	0	0
l = 2	0	0	0	0	0	0
l = 3	7,446,977,547	3,337,366,297	13,969,869,380	2,753,326,916	4,485,521,746	3,206,700,680
l = 4	2,429,225,468	1,015,221,978	3,106,801,690	1,245,678,450	2,182,594,000	1,115,428,000
l = 5	528,741,000	372,702,000	1,626,336,000	203,292,000	508,230,000	508,230,000
l = 6	1,426,349,000	30,105,000	3,340,349,749	2,012,731,618	3,649,796,008	0
l = 7	0	12,979,281,110	17,113,694,867	364,884,000	19,554,481,657	0
l = 8	0	0	192,859,520	0	0	0
l = 9	0	0	0	0	0	0
l = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	6,990,986,658	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	43,281,870,720	27,112,029,850	42,710,957,971	13,570,899,642	40,833,530,744	7,869,193,680

l	Nivel de tensión 3					
	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
l = 1	2,166,367,500	5,095,003,500	7,452,612,000	2,420,457,000	3,206,326,500	849,167,250
l = 2	0	0	0	0	0	0
l = 3	3,213,999,300	5,796,863,199	4,948,804,204	4,390,126,060	1,312,522,586	1,684,480,000
l = 4	1,391,232,962	1,948,577,404	1,668,982,836	3,297,688,559	1,823,660,000	594,150,000
l = 5	70,896,000	141,792,000	230,412,000	329,584,000	177,240,000	0
l = 6	804,412,129	657,865,316	1,667,593,187	2,016,012,190	750,681,000	530,481,000
l = 7	51,114,611,645	22,629,769,533	25,708,330,253	34,736,787,693	31,501,588,167	19,067,447,865
l = 8	77,835,000	68,292,723	229,345,435	1,691,326,227	392,969,538	252,789,955
l = 9	2,095,250,000	2,192,054,000	1,556,985,000	2,579,607,490	1,798,350,000	1,668,963,000
l = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	6,990,986,658	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	63,028,805,241	47,907,571,140	46,824,111,680	58,452,575,877	51,416,245,124	27,686,314,070

l	Nivel de tensión 2					
	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
l = 1	5,702,605,500	16,923,332,000	7,114,658,500	9,282,594,500	3,291,317,500	2,746,839,750
l = 2	0	0	0	0	0	0
l = 3	3,397,687,064	5,735,173,809	6,721,453,095	8,515,431,755	6,545,280,862	4,581,571,000
l = 4	8,277,715,000	10,933,755,700	13,186,671,400	16,661,358,800	9,418,112,900	7,535,367,400
l = 5	375,726,000	391,884,000	724,894,000	371,227,000	45,899,000	63,871,000
l = 6	1,320,079,000	590,102,000	1,406,496,000	1,648,767,000	423,466,000	423,466,000
l = 7	86,296,119,565	88,946,383,236	89,748,392,751	83,898,298,414	87,790,642,445	68,712,697,484
l = 8	5,948,989,617	20,347,168,278	9,249,284,571	41,237,931,284	18,841,353,175	11,877,791,998
l = 9	14,647,639,000	14,847,779,000	11,096,632,000	13,587,962,000	13,068,428,000	12,484,009,000
l = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	6,990,986,658	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	128,060,761,451	168,092,931,488	142,609,529,082	182,194,557,411	149,877,407,215	111,464,448,632

l	Nivel de tensión 1					
	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
l = 11	18,492,377,000	39,025,994,918	32,978,778,430	33,046,512,430	30,110,583,000	32,059,436,000
l = 12	39,115,490,464	35,747,142,094	34,791,232,003	33,204,602,780	33,156,167,780	33,139,263,780
Total	57,607,867,464	74,773,137,012	67,770,010,433	66,251,115,210	63,266,750,780	65,198,699,780

	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
Total plan anual	291,979,304,876	317,885,669,489	299,914,609,165	320,469,148,139	305,393,933,864	212,218,656,162

Acorde a lo mencionado en el numeral 2.3.8 de este documento, la suma de los montos de inversión anual del plan de inversión de los niveles de tensión 1, 2 y 3, no pueden superar el 8% del costo de reposición de referencia, $8\% \cdot CRR_j$. Para validar si esto se cumple, en la Tabla 2.17 se presenta un resumen de los montos totales por año para dichos niveles de tensión y el valor límite permitido ($CRR_j \cdot 8\%$).

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Tabla 2.17 Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan 2020 - 2025 con respecto al 8% de la variable CRR.

NIVEL	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	CRR,*8%
3	63,028.81	47,907.57	46,824.11	58,452.58	51,416.25	27,686.31	-
2	128,060.76	168,092.93	142,609.53	182,194.56	149,877.41	111,464.45	
1	57,607.87	74,773.14	67,770.01	66,251.12	63,266.75	65,198.70	
TOTAL	248,697.43	290,773.64	257,203.65	306,898.25	264,560.40	204,349.46	

Todos los valores están en millones de pesos a diciembre del 2017.

De la Tabla 2.17 se observa que todos los valores de inversión anual están por debajo de \$ 493,052.62 millones de pesos, con lo cual, se cumple con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2021

Para el tercer año del periodo tarifario (año 2021), dentro del plan 2020 - 2025 se aprobaron los proyectos, inversiones, y metas objeto de seguimiento en el presente informe. Los valores aprobados se resumen a continuación.

2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2021

Los proyectos de inversión aprobados para su ejecución en el año 2021 se presentan de forma agrupada en la Tabla 2.18. Se indican los niveles de tensión y tipo de inversión definidos para cada proyecto.

Tabla 2.18 Proyectos de inversión aprobados para el año 2021.

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
PEI0794TYDLI	Circuito de alimentación 34.5 kV en nueva subestación Yondó	3	II
PEI1161TYDCE	Conexión PCH Cascada de Granada 2.09 MW - Subestación Granada 13.2 kV	2 y 3	II
PEI0649TYDCE	Conexión PCH La Chorrera - S/E Yarumal II 110 kV	4	II
PEI0890TYDCE	Conexión PCH Tafetanes 5 MW - Subestación Granada 44 kV	4	II
PEI1158TYDCE	Conexión PCH Violetas 0.945 MW - Subestación San Roque 13.2 kV	2, 3 y 4	II
PEI0335TYDTO	Consolidación Centros de Control	0	I
PEI0348TYDLI	Cumplimiento Resolución 0222/2011, sobre manejo integral de residuos peligrosos tipo PCB's	1	III
NEG0097TYDLI	Expansión VP T&D	1, 2 y 3	II
BP1990713299	Gestión y control pérdidas de energía - EPM	1 y 2	IV
PIGA	Inversiones reconocidas para Gestión de Activos	0	IV
PEI0578TYDCE	Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV	2 y 4	II
PEI0513TYDCE	Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV	4	III
PEI0579TYDCE	Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV	2 y 4	II
PEI0555TYDCE	Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV	3 y 4	II y III
PEI0556TYDCE	Modernización subestación Santa Fe de Antioquia 110/44/13.2 kV	2, 3 y 4	II y III

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
PEI0451TYDCE	Modernización subestación Valdivia 44/13.2 kV	2 y 3	I, II y III
PEI0417TYDCE	Normalización de la subestación El Limón 44/13.2 kV	3 y 4	II
PEI0606TYDCE	Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	2, 3 y 4	II
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	2, 3 y 4	I, II y III
PEI1000TYDLI	Plan mejoramiento calidad del servicio	2 y 3	III y IV
NEG0705TYDCE	Reposición de subestaciones y líneas	2, 3 y 4	II y III
NEG0100TYDLI	Reposición VP T&D	1, 2 y 3	I y III

2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2021

Las inversiones aprobadas para ser ejecutadas en el año 2021, y que se derivan de los proyectos indicados en el numeral 2.4.1, se incluyen en la variable $INVA_{j,n,l,3}$, la cual, está definida por nivel de tensión (n) y categoría de activos (l). Los valores aprobados para esta variable se presentan en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19 Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2021.

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,3}^*$				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
1	Transformadores de potencia	-	16,923,332,000	5,095,003,500	0	22,018,335,500
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	5,735,173,809	5,796,863,199	3,337,366,297	14,869,403,305
4	Equipos de control y comunicaciones	-	10,933,755,700	1,948,577,404	1,015,221,978	13,897,555,083
5	Equipos de subestación	-	391,884,000	141,792,000	372,702,000	906,378,000
6	Otros activos subestación	-	590,102,000	657,865,316	30,105,000	1,278,072,316
7	Líneas aéreas	-	88,946,383,236	22,629,769,533	12,979,281,110	124,555,433,880
8	Líneas subterráneas	-	20,347,168,278	68,292,723	0	20,415,461,001
9	Equipos de línea	-	14,847,779,000	2,192,054,000	0	17,039,833,000
10	Centro de control	-	9,377,353,464	9,377,353,464	9,377,353,464	28,132,060,392
11	Transformadores de distribución	39,025,994,918	-	-	-	39,025,994,918
12	Redes de distribución	35,747,142,094	-	-	-	35,747,142,094
TOTAL		74,773,137,012	168,092,931,488	47,907,571,140	27,112,029,849	317,885,669,489

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

Se observa una inversión total planeada de \$ **317,885,669,489**, la cual se encuentra por debajo del 8% del costo de reposición de referencia dado en la Tabla 2.11.

Las inversiones aprobadas también pueden desagregarse en nivel de tensión, categorías de activos (l) y tipo de inversión, mediante la variable $INVT_{j,n,Tl,t}$. Esta variable puede consultarse en el Anexo 1.

2.4.3. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2021

Las metas de calidad media están determinadas por los indicadores $SAIDI_{M_{j,t}}$ y $SAIFI_{M_{j,t}}$, acorde con la Tabla 2.12 y la Tabla 2.13, para el 2021 se aprobaron los siguientes indicadores:

Tabla 2.20 Metas del indicador de duración de eventos año 2021.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2021	10.818	10.872	10.926
<i>valores en horas al año</i>			

Tabla 2.21 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2021.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIFI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2021	8.955	9.000	9.045
<i>Valores en cantidad de eventos al año</i>			

Para los índices de calidad media, si se logra estar por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, el OR obtiene un incentivo económico positivo, si se está por encima del límite superior, el incentivo será negativo, y si se está dentro de la banda de indiferencia, el incentivo es cero.

Para el caso de las metas de calidad individual, estas están determinadas por los indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, los cuales, se presentan en la Tabla 2.14 y la Tabla 2.15. Si a un usuario se le entrega un indicador por encima de los índices de calidad mínima garantizada, el usuario deberá ser compensado si se cumple la condición definida en el numeral 5.2.4.3 de la resolución CREG 015 del 2018.

2.4.4. Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2021

Como se mencionó en el numeral 2.3.9, EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes y no está en la obligación de presentar plan de reducción de pérdidas. En la Tabla 2.22 se presentan los indicadores de pérdidas eficientes aprobados para el año 2021.

Tabla 2.22 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2021.

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	1.21%
$Pe_{j,2}$	1.12%
$Pe_{j,1}$	10.41%

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

3. SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2021

En este numeral se presentan las inversiones finalmente ejecutadas por EPM en el año 2021 y los indicadores de calidad y pérdida obtenidos. Los resultados se comparan con las metas planteadas en el plan de inversiones a fin de hacer seguimiento e identificar desviaciones y avances en la ejecución del plan.

3.1. Inversiones ejecutadas en el año 2021

Las inversiones en activos relacionados a los proyectos del plan, ejecutadas en el año 2021, se presentan a continuación:

3.1.1. Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos

El total de las inversiones en activos puestos en operación en el año 2021 se incluye en la variable $INVR_{j,n,l,3}$, la cual, está definida por nivel de tensión (n) y categoría de activos (l). Los valores ejecutados para esta variable se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Sin Acote.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,3}^*$ - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	0	19,853,735,750	5,944,170,750	0	25,797,906,500
2	Compensación reactiva	0	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	0	5,380,827,425	3,630,614,693	2,793,917,976	11,805,360,094
4	Equipos de control y comunicaciones	0	13,923,948,086	1,816,324,656	946,259,120	16,686,531,862
5	Equipos de subestación	0	86,373,000	340,668,000	508,230,000	935,271,000
6	Otros activos subestación	0	857,828,000	938,219,803	2,038,718,772	3,834,766,575
7	Líneas aéreas	0	117,271,987,145	20,571,242,647	11,807,528,650	149,650,758,442
8	Líneas subterráneas	0	13,508,728,469	315,151,726	0	13,823,880,195
9	Equipos de línea	0	16,138,268,000	1,954,802,000	0	18,093,070,000
10	Centro de control	0	6,596,223,578	6,596,223,578	6,596,223,578	19,788,670,734
11	Transformadores de distribución	25,274,731,000	0	0	0	25,274,731,000
12	Redes de distribución	55,838,942,545	0	0	0	55,838,942,545
TOTAL		81,113,673,545	193,617,919,453	42,107,417,852	24,690,878,096	341,529,888,946

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Acorde con lo dispuesto con el numeral 3.1.1.2, de la resolución CREG 015 del 2018, respecto a la variable $INVR_{j,n,l,t}$: “Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1.1 veces la variable $INVA_{j,n,l,t}$. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el $INVR_{j,n,l}$ del siguiente año”.

Con base en lo anterior, a los valores por categorías y niveles de tensión 1, 2 y 3, presentados en la Tabla 3.1, se les aplica el acote con límite superior correspondiente a $1.1*(INVA_{j,n,l,3}$ dado en la Tabla 2.19), el resultado se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Incluye el acote del $1.1*INVA_{j,n,l,3}$ para N1, N2 y N3.

I	Descripción	$INVR_{j,n,l,3}^*$ - valores acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	18,615,665,200	5,604,503,850	0	24,220,169,050
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	5,380,827,425	3,630,614,693	2,793,917,976	11,805,360,094
4	Equipos de control y comunicaciones	-	12,027,131,270	1,816,324,656	946,259,120	14,789,715,046
5	Equipos de subestación	-	86,373,000	155,971,200	508,230,000	750,574,200
6	Otros activos subestación	-	649,112,200	723,651,848	2,038,718,772	3,411,482,820
7	Líneas aéreas	-	97,841,021,560	20,571,242,647	11,807,528,650	130,219,792,856
8	Líneas subterráneas	-	13,508,728,469	75,121,995	0	13,583,850,465
9	Equipos de línea	-	16,138,268,000	1,954,802,000	0	18,093,070,000
10	Centro de control	-	6,596,223,578	6,596,223,578	6,596,223,578	19,788,670,734
11	Transformadores de distribución	25,274,731,000	-	-	-	25,274,731,000
12	Redes de distribución	39,321,856,303	-	-	-	39,321,856,303
TOTAL		64,596,587,303	170,843,350,702	41,128,456,466	24,690,878,096	301,259,272,567

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

Respecto a la ejecución del año 2020, para calcular el $INVR_{j,n,l,2}$ máximo reconocido también se aplicó la misma condición de acote antes mencionada, en función de lo planeado en 2020. Al limitar la variable $INVR_{j,n,l,2}$, quedaron pendiente por remunerar los valores sobrantes o excedentes que se presentan en la Tabla 3.3, los cuales, fueron ejecutados en 2020, pero de manera adicional al límite de la variable $INVR_{j,n,l,2}$. Por lo anterior, y considerando lo dicho en el numeral 3.1.1.2, de la resolución CREG 015 del 2018, estos valores pueden ser incluidos en la variable $INVR_{j,n,l,3}$ del año 2021.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020.

l	Descripción	<i>Excedentes $INVR_{j,n,l,2}^*$ - pendientes por remunerar en el 2020</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	1,433,274,350	0	0	1,433,274,350
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	0	0	0	0
4	Equipos de control y comunicaciones	-	3,398,382,705	0	0	3,398,382,705
5	Equipos de subestación	-	0	0	0	0
6	Otros activos subestación	-	842,161,900	0	0	842,161,900
7	Líneas aéreas	-	0	8,859,280,905	0	8,859,280,905
8	Líneas subterráneas	-	0	0	0	0
9	Equipos de línea	-	2,687,073,340	0	0	2,687,073,340
10	Centro de control	-	3,361,422,917	3,361,422,917	0	6,722,845,834
11	Transformadores de distribución	1,907,776,300	-	-	-	1,907,776,300
12	Redes de distribución	10,559,416,303	-	-	-	10,559,416,303
TOTAL		12,467,192,603	11,722,315,212	12,220,703,822	0	36,410,211,636

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

A continuación, para el reconocimiento de los excedentes que quedaron pendiente de remunerar en el 2020, al resultado por categoría y nivel de tensión, dado en la Tabla 3.2, se le adiciona la ejecución excedente del $INVR_{j,n,l,2}$ año 2020, presentada en la Tabla 3.3, con lo cual, se logra el valor del $INVR_{j,n,l,3}$ a ser considerado para el cálculo de la base de activos nuevos del año siguiente (2022). El resultado de esta suma se presenta en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021. Incluye el acote del $1.1*INVA_{j,n,l,3}$ más el excedente del año 2020.

l	Descripción	<i>$INVR_{j,n,l,3}^*$ - valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente de 2020</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	20,048,939,550	5,604,503,850	0	25,653,443,400
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	5,380,827,425	3,630,614,693	2,793,917,976	11,805,360,094
4	Equipos de control y comunicaciones	-	15,425,513,975	1,816,324,656	946,259,120	18,188,097,751
5	Equipos de subestación	-	86,373,000	155,971,200	508,230,000	750,574,200

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

I	Descripción	<i>INVR_{j,n,l,3}* - valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente de 2020</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
6	Otros activos subestación	-	1,491,274,100	723,651,848	2,038,718,772	4,253,644,720
7	Líneas aéreas	-	97,841,021,560	29,430,523,552	11,807,528,650	139,079,073,761
8	Líneas subterráneas	-	13,508,728,469	75,121,995	0	13,583,850,465
9	Equipos de línea	-	18,825,341,340	1,954,802,000	0	20,780,143,340
10	Centro de control	-	9,957,646,495	9,957,646,495	6,596,223,578	26,511,516,568
11	Transformadores de distribución	27,182,507,300	-	-	-	27,182,507,300
12	Redes de distribución	49,881,272,606	-	-	-	49,881,272,606
TOTAL		77,063,779,906	182,565,665,914	53,349,160,288	24,690,878,096	337,669,484,204

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

Ahora, para calcular el excedente de inversiones ejecutadas en el año 2021 y que serán incluidas y reconocidas en la ejecución del año 2022, a los valores sin acotar, dados en la Tabla 3.1, se le restan los valores acotados dados en la Tabla 3.2, con lo cual, se obtienen los excedentes presentados en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2021.

I	Descripción	<i>Excedentes INVR_{j,n,l,3}*</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	1,238,070,550	339,666,900	0	1,577,737,450
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	0	0	0	0
4	Equipos de control y comunicaciones	-	1,896,816,816	0	0	1,896,816,816
5	Equipos de subestación	-	0	184,696,800	0	184,696,800
6	Otros activos subestación	-	208,715,800	214,567,955	0	423,283,755
7	Líneas aéreas	-	19,430,965,586	0	0	19,430,965,586
8	Líneas subterráneas	-	0	240,029,730	0	240,029,730
9	Equipos de línea	-	0	0	0	0
10	Centro de control	-	0	0	0	0
11	Transformadores de distribución	0	-	-	-	0
12	Redes de distribución	16,517,086,241	-	-	-	16,517,086,241
TOTAL		16,517,086,241	22,774,568,751	978,961,386	0	40,270,616,378

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

Al comparar la Tabla 3.3 y la Tabla 3.5, se observa que en el año 2021 el total de los excedentes de inversiones de la variable $INVR_{j,n,l,t}$ fueron un 10.60% mayor a los obtenidos en el año 2020. A pesar de que en el 2021 algunas categorías de activos dejaron de tener excedentes en comparación con el 2020, aparecieron otras categorías, como por ejemplo, líneas aéreas de nivel 2 y transformadores de potencia de nivel 3, que superaron el 1.1* $INVA_{j,n,l,t}$, lo que ocasionó mayores excedentes.

Del total de las inversiones realizadas en 2021 (\$ 341,529,888,946), dadas en la Tabla 3.1, acorde con la Tabla 3.5, \$ 40,270,616,378 excedieron el límite permitido, lo que representa un 11.79% de ejecución que queda sin remunerar y que podrá incluirse en las inversiones ejecutadas en el año 2022, para su reconocimiento.

De la inversión aprobada en el plan de inversiones, por valor de \$ 317,885,669,487, se ejecutaron sin acotar \$ 341,529,888,946, lo que corresponde a un porcentaje de ejecución del 107.44% respecto al plan Aprobado. Si se considera la ejecución acotada de la Tabla 3.2, por valor de \$ 301,259,272,567, el porcentaje de ejecución considerado sería del 94.77%. Si además, se considera el valor acotado más el excedente del año 2020, presentado en la Tabla 3.4, por valor de \$ 337,669,484,204, el porcentaje de ejecución definido para el año 2021 sería del 106.22%. Se observa que en cualquier caso, el valor de ejecución del año 2021 también está por debajo del 8% del CRR.

Los valores de ejecución de inversiones pueden presentarse también considerando una desagregación en niveles de tensión (n), categoría de activos (l) y tipo de inversión (TI), la cual está contenida en la variable $INVTR_{j,n,TI,l,t}$. Para el año 2021 la variable $INVTR_{j,n,TI,l,3}$ se presenta en el Anexo 1.

3.1.2. Inversiones ejecutadas por proyectos del plan

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2021, para cada uno de los proyectos del plan, se presentan en el Anexo 2.

3.1.3. Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura

Para el año 2021 EPM no presentó plan de expansión de cobertura, por lo tanto, no existen inversiones ejecutadas relacionadas a este tipo de proyectos.

Adicionalmente, con respecto a los planes de expansión de cobertura de los años 2019 y 2020, la CREG aún no ha dado su aprobación. Sin embargo, estos cuentan con aprobación de la UPME y fueron ejecutados por EPM como inversiones adicionales a los proyectos del plan de inversiones.

3.1.4. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio

Con respecto al cumplimiento de requisitos del esquema de incentivos y compensaciones descritos en el numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018, EPM, al entrar en la aplicación del esquema de calidad de la resolución CREG 097 de 2019 tenía pendiente solamente el siguiente requisito:

- Literal f) “*Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3*”.

El 21 de diciembre de 2020, la auditoría realizada por OR BETTER Consultores certifica que EPM cumple con el requisito definido en el literal f) antes mencionado, y emitió el certificado presentado en el Anexo 4.

Las inversiones específicas del proyecto de calidad del servicio se pueden observar bajo el proyecto: *PEI1000TYDLI - Plan mejoramiento calidad del servicio*.

3.1.5. Inversiones en gestión de activos

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2021, relacionadas a la implementación del Sistema de Gestión de Activos del negocio de distribución de energía de EPM, se presentan en la Tabla 3.6, para cada unidad constructiva del plan de inversiones.

Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2021.

UC	Descripción	Valor ejecutado en el año 2021*
NOP16	Activos SGA EPM - Business Intelligence (BI)	\$ 560,166,056
NOP17	Activos SGA EPM - Asset Performance Management (APM) para activos críticos	\$ 73,132,500
NOP19	Activos SGA EPM - Módulo del EAM para manejo de cambio	\$ 93,442,053
NOP21	Activos SGA EPM - Automatización de Criticidad nivel III y nivel VI	\$ 159,629,222
TOTAL		\$ 886,369,831

* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017

Para el año 2021 se reportó una inversión total ejecutada de \$ 886,369,831. En el Anexo 3, se presenta la documentación relacionada con el avance en la implementación del sistema de gestión de activos.

3.1.6. Inversiones en unidades constructivas especiales

Para el año 2021 fue necesaria la creación de unidades constructivas especiales las cuales fueron aprobadas en el plan de inversiones 2020 - 2025. Las cantidades y valores finalmente ejecutados se presentan en la Tabla 3.7. Considerando también los valores invertidos en las UC de gestión de activos, las cuales, son también UC especiales, se

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2021

ejecutó una inversión de \$ 15,999,803,839.6, lo que corresponde al 5,03% del total del plan 2021 y al 4.68% de la ejecución total sin acotar en el año 2021. Esta inversión fue incluida en el valor de la variable $INVR_{j,n,l,3}$ presentado en la Tabla 3.1.

Tabla 3.7 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2021. UCs aprobadas en el plan de inversiones.

UC Especial	Descripción UC Especial	<i>l</i>	Vida útil	Valor UC*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
N2P2	Protección Diferencial de Barras Tipo 3, N2 - 13,2 KV	4	10	204,064,086	1	204,064,086
NOP88 (NOP12)	Centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS)	10	10	15,411,241,000	≈ 96.74%	14,909,369,922.3
SUBTOTAL						15,113,434,008.3
NOP16+ NOP17+ NOP19+ NOP21	UC Gestión de Activos Tabla 3.6	10	10	886,369,831.3	-	886,369,831.3
TOTAL						15,999,803,839.6

* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

l: categoría de activo

vida útil en años

Notas:

- El valor total se obtiene al multiplicar el valor de la UC por la cantidad.

- En el caso de la UC de centro de control, esta fue aprobada por la CREG bajo el código NOP88, sin embargo acorde con el literal w del numeral 14.1 de la resolución CREG 015/2018, solo se reconoce hasta el doble de la UC definida en la Tabla 21 de dicha resolución. Dado que en la Tabla 21 en mención se encuentra la UC NOP12 y esta se asimila a la NOP88, la cantidad ejecutada para la NOP88 se expresa como un porcentaje del valor de la NOP12, a fin de verificar que no sobrepase el doble del valor de la NOP12.

Adicional a las UC especiales presentadas en la Tabla 3.7, en el año 2021 EPM ejecutó inversiones en UC especiales por valor de \$ 36,078,389,174.65, las cuales no fueron sometidas a aprobación de la CREG en el plan de inversiones o en los ajustes al plan de inversiones ya presentados. Sin embargo, dadas las necesidades y requerimientos técnicos del sistema, se hizo necesaria su ejecución sin que pudieran ser incluidas oportunamente en el plan o en sus ajustes.

Con base en la lectura que EPM dio a la resolución CREG 015 del 2018 y de acuerdo con las definiciones regulatorias allí establecidas, se identifica que es posible incluir y someter para su aprobación las UC especiales dentro del reporte de las inversiones ejecutadas en cada año, esto es, dentro del reporte de la variable $INVR_{j,n,l,t}$. Sin embargo, mediante conceptos CREG S-2021-003765, S-2021-005415 y S-2022-000651, la Comisión indica que si bien los operadores de red tienen la potestad de hacer las inversiones que requiere el sistema, independientemente de que no se hayan incluido en el plan de inversiones presentado a la CREG o no hayan sido aprobadas en resolución particular de ingresos, en el caso específico de UC especiales, estas *“solo pueden ser solicitadas en la actuación administrativa para aprobación de ingresos o ajuste del plan de inversiones, entregando la documentación requerida para su análisis”*, lo cual es una interpretación diferente a la lectura que EPM tuvo de la Resolución CREG 015 del 2018.

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2021

Con base en este antecedente, EPM optó por no incluir en este informe en la variable $INVR_{j,n,l,3}$, el valor de \$ 36,078,389,174.65 correspondiente a UC especiales ejecutadas en el año 2021 y que aún no han sido sometidas a aprobación CREG. El valor del $INVR_{j,n,l,3}$ presentado en la Tabla 3.1 ya excluye dicho valor.

No obstante, en la Tabla 3.8 EPM relaciona estas UC especiales y además, adelantará los trámites respectivos con sus debidos soportes para que sean aprobadas por la CREG en concordancia con la regulación vigente.

Tabla 3.8 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2021. UCs no sometidas a aprobación en el plan de inversiones o en los ajustes al plan de inversiones ya presentados.

Nivel tensión	Descripción UC Especial	<i>l</i>	Vida útil	Valor UC*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
0	Software procesamiento y gestión IDS - Ciberseguridad Protección lógica	10	10	730,692,488.0	1	730,692,488
0	Equipo IDS (Sistema de Detección de Intrusos) - Ciberseguridad Protección lógica	10	10	18,272,696.9	31	566,453,603.88
0	Sistema Ciberseguridad física - Protección física	10	10	40,303,114.7	15	604,546,720
2	Equipo de Medida Combinado (Conjunto de Medición Trifásico) - N2	4	10	19,905,332.3	10	199,053,323.00
4	Descargador de sobretensión monofásico - N4	9	35	3,543,414.1	189	669,705,259
2	km de canalización urbana 4x6"	8	45	1,668,404,493.0	2.10072	3,504,850,686.63
2	km de canalización urbana 6x6"	8	45	2,611,077,698.3	0.9187	2,398,797,081
2	km de canalización urbana 8x6"	8	45	3,122,112,721.3	1.22295	3,818,187,752.49
2	km de canalización urbana 12x6"	8	45	3,898,856,165.7	3.71022	14,465,614,123
2	km de canalización en Tubería adosada a puente 4x6" (para cruce de río)	8	45	7,023,805,436.7	0.3076	2,160,522,552.33
2	km de canalización en Tubería adosada a puente 8x6" (para cruce de río)	8	45	5,258,294,698.6	0.12137	638,199,228
2	km de canalización en Tubería adosada a puente 12x6" (para cruce de río)	8	45	12,882,641,124.4	0.15843	2,040,996,833.33
2	km Tunnel Liner 4x6"	8	45	13,867,570,554.3	0.09	1,248,081,350
2	km Tunnel Liner 8x6"	8	45	16,558,109,935.4	0.045	745,114,947.09
2	km Tunnel Liner 12x6"	8	45	15,021,394,339.0	0.1	1,502,139,434
4	Pila para cimentación de torre - N4	7	45	71,403,072.0	11	785,433,792.52
TOTAL						36,078,389,174.65

* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

l: categoría de activo

vida útil en años

Notas:

- El valor total ejecutado se obtiene al multiplicar el valor de la UC por la cantidad ejecutada.

3.1.7. Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos

Para algunos de los proyectos desarrollados en el año 2021, se debió incurrir en costos socioambientales y de servidumbres, los cuales no son remunerados mediante unidades constructivas de la Resolución CREG 015 del 2018, sino mediante el reporte de los valores ejecutados, según el párrafo 2 del capítulo 14 de la resolución en mención. Para el año 2021 el resumen de estos costos se presenta en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2021.

Cód. Proyecto	Nombre del Proyecto	Concepto	Valor por nivel de tensión [mill \$ - dic 2017]*				
			N4	N3	N2	N1	TOTAL
PEI0794TYDLI	Circuito de alimentación 34.5 kV en nueva subestación Yondó	Costo Ambiental	0.00	191.53	0.00	0.0	191.53
		Costo Servidumbre	0.00	443.12	0.00	0.0	443.12
PEI0578TYDCE	Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	0.00	0.00	344.05	0.0	344.05
PEI0579TYDCE	Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	0.00	0.00	259.95	0.0	259.95
PEI0556TYDCE	Modernización subestación Santa Fe de Antioquia 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	19.65	7.56	3.02	0.0	30.23
PEI0451TYDCE	Modernización subestación Valdivia 44/13.2 kV	Costo Ambiental	0.00	4.19	0.00	0.0	4.19
PEI0417TYDCE	Normalización de la subestación El Limón 44/13.2 kV	Costo Ambiental	0.00	94.13	0.00	0.0	94.13
PEI0606TYDCE	Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	Costo Ambiental	3,442.98	0.00	0.00	0.0	3,442.98
		Costo Servidumbre	1,077.41	0.00	0.00	0.0	1,077.41
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	Costo Ambiental	50.98	8.08	3.11	0.0	62.17
Resumen							
		Concepto	N4	N3	N2	N1	TOTAL
	Subtotal	Costo Ambiental	3,513.61	305.50	610.13	0.0	4,429.24
		Costo Servidumbre	1,077.41	443.12	0.00	0.0	1,520.53
		TOTAL	4,591.02	748.61	610.13	0.0	5,949.76

*todos los valores están en millones de pesos a diciembre del 2017

De la Tabla 3.9, se observan costos del componente ambiental, en los niveles 2, 3 y 4, para un total de \$ 4,429.24 millones de pesos, lo que corresponde al 1.39% del total del plan 2021 y al 1.30% de la ejecución total sin acotar en el año 2021. Por su parte, en los niveles 3 y 4, se presentan costos asociados a servidumbres de líneas por valor de \$ 1,520.53 millones de pesos, lo que corresponde al 0.48% del total del plan 2021 y al 0.45% de la ejecución total sin acotar en el año 2021. En total los costos socioambientales y de servidumbre fueron de \$ 5,949.76, lo que corresponde al 1.87% del total del plan 2021 y al 1.74% de la ejecución total sin acotar en el año 2021. El valor de estos costos se remuneran aparte del valor de la variable $INVR_{j,n,l,3}$ presentado en la Tabla 3.1.

Adicional a los costos antes presentados, para el caso de la servidumbre relacionada al proyecto Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL (Línea San Lorenzo - Calizas 110 kV), a diciembre del año 2021 EPM ha pagado cerca de \$ 2,872,403,722.80, por motivos de consignaciones por imposiciones provisionales de servidumbre, sin embargo este valor aún no se incluye ni se solicita dentro de la ejecución 2021, dado que aún no se cuenta con las sentencias judiciales definitivas en la que se defina el valor final a pagar para cada predio con imposición de servidumbre, lo cual puede tomar varios años en obtener el fallo judicial. Una vez se cuente con dichos fallos, EPM solicitará los valores respectivos, entendiendo que la “ejecución” de que trata el párrafo 2 del capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018, se da una vez se cuente con las sentencias judiciales respectivas en la que se indiquen los valores finales a pagar.

3.2. Avance en el cumplimiento de las Metas

A continuación se presentan los valores obtenidos por EPM en el año 2021, en comparación con las metas de inversiones, calidad y pérdidas aprobadas en el plan 2020 - 2025.

3.2.1. Cumplimiento de las inversiones en activos

El cumplimiento de las metas de inversiones para el año 2021 se mide a través de la relación $INVR_{j,n,l,3} / INVA_{j,n,l,3}$ (inversiones puestas en operación/inversiones aprobadas en el plan), es decir, se considera la relación de la Tabla 3.1 (sin acotar) dividida entre la Tabla 2.19 (plan) y el resultado se multiplica por 100 para obtener el valor en porcentaje. La división se hace para cada uno de los niveles de tensión, categoría de activos y valores totales obtenidos. Los porcentajes de ejecución calculados se presentan en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2021. Ejecución no acotada.

I	Descripción	$INVR_{j,n,l,3_no\ acotado} / INVA_{j,n,l,3}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	117.32%	116.67%	N.A	117.17%
2	Compensación reactiva	-	N.A	N.A	N.A	N.A
3	Bahías y celdas	-	93.82%	62.63%	83.72%	79.39%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	127.35%	93.21%	93.21%	120.07%
5	Equipos de subestación	-	22.04%	240.26%	136.36%	103.19%
6	Otros activos subestación	-	145.37%	142.62%	6772.03%	300.04%
7	Líneas aéreas	-	131.85%	90.90%	90.97%	120.15%
8	Líneas subterráneas	-	66.39%	461.47%	N.A	67.71%
9	Equipos de línea	-	108.69%	89.18%	N.A	106.18%

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO
- AÑO 2021**

10	Centro de control	-	70.34%	70.34%	70.34%	70.34%
11	Transformadores de distribución	64.76%	-	-	-	64.76%
12	Redes de distribución	156.21%	-	-	-	156.21%
TOTAL		108.48%	115.19%	87.89%	91.07%	107.44%
<i>N.A.: no aplica</i>						

De la Tabla 3.10 se observa una ejecución total del 108.48% para nivel de tensión 1; del 115.19% para nivel 2; del 87.89% para nivel 3; y del 91.07% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2021, si no se consideran acotes, fue del 107.44%.

Ahora, considerando los valores de ejecución acotada del 2021 presentados en la Tabla 3.2, al dividirlos entre los valores planeados de la Tabla 2.19, los porcentajes de ejecución se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2021. Ejecución acotada.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,3_acotado} / INVA_{j,n,l,3}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	110.00%	110.00%		110.00%
2	Compensación reactiva	-				
3	Bahías y celdas	-	93.82%	62.63%	83.72%	79.39%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	110.00%	93.21%	93.21%	106.42%
5	Equipos de subestación	-	22.04%	110.00%	136.36%	82.81%
6	Otros activos subestación	-	110.00%	110.00%	6772.03%	266.92%
7	Líneas aéreas	-	110.00%	90.90%	90.97%	104.55%
8	Líneas subterráneas	-	66.39%	110.00%		66.54%
9	Equipos de línea	-	108.69%	89.18%		106.18%
10	Centro de control	-	70.34%	70.34%	70.34%	70.34%
11	Transformadores de distribución	64.76%	-	-	-	64.76%
12	Redes de distribución	110.00%	-	-	-	110.00%
TOTAL		86.39%	101.64%	85.85%	91.07%	94.77%
<i>N.A.: no aplica</i>						

Considerando la condición de la Tabla 3.11 se observa una ejecución total del 86.39% para nivel de tensión 1; del 101.64% para nivel 2; del 85.85% para nivel 3; y del 91.07% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2021, bajo la condición de acote, fue del 94.77%. Se obtuvo una disminución en la ejecución debido al acote de los niveles de tensión 1, 2 y 3.

3.2.2. Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado

En el año 2021, para EPM existen desviaciones de la ejecución respecto a lo planteado en el plan de inversiones, en su generalidad obedecen las siguientes causas:

- ✓ **Fuerza mayor:** Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC como lo es, por ejemplo, emergencia sanitaria por Covid-19 que implicó retrasos en el sistema logístico mundial y por tanto retrasos en la llegada de materiales y equipos, retrasos por procesos jurídicos en la imposición de servidumbres, incumplimiento de proveedores en la entrega de equipos y problemas de orden público que impidieron el acceso a las zonas de los proyectos.
- ✓ **Ajustes administrativos:** Decisiones empresariales que llevaron a adelantar o atrasar proyectos u obras específicas o a construir los activos en diferentes circuitos o subestaciones al aprobado en el plan de inversiones.
- ✓ **Ingeniería/levantamiento:** Los proyectos aprobados que contaban con ingeniería conceptual deben pasar por un proceso de levantamiento e ingeniería de detalle que puede conllevar a cambios sustanciales en el diseño.
- ✓ **Otros permisos:** Inconvenientes al gestionar y conseguir permisos relacionados con la construcción de los activos diferente a licencias ambientales, como lo son permisos de construcción tanto de entes públicos como concesionarios, permisos de tránsito, etc.
- ✓ **Cambio de fecha de entrada en operación debido a terceros:** Terceros presentan cambios en la fecha de entrada en operación de sus proyectos, lo que retrasa la entrada en operación de UC construidas por el OR que pertenecen a dichos proyectos.

Una de las razones por las que fue necesaria la creación de proyectos adicionales al plan, es que en el formato CREG de reporte de los activos ejecutados no se cuenta con columnas de número de conductores, esto hace que cuando el número de conductores instalados no concuerde con el del plan (lo cual es común, ya que muchos circuitos pueden iniciar en tramos trifásicos, pero en ciertos puntos se pueden derivar tramos monofásicos), se deban crear más proyectos, convirtiéndose en una desviación del plan.

En el Anexo 2 se presentan los proyectos aprobados para el año 2021 y su porcentaje de ejecución. El detalle y la justificación de la desviación de cada unidad constructiva asociada a cada proyecto obedecen a las causas antes mencionadas.

3.2.3. Cumplimiento de las metas de calidad del servicio

El resultado de los indicadores de calidad media, $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$, para el año 2021 se presenta en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2021.

Descripción	$SAIDI_{j,3}$	$SAIFI_{j,3}$
Banda de indiferencia plan	10.818 - 10.926 horas	8.955 - 9.045 veces
Valor obtenido - año 2021	13.39 horas	8.18 veces

De la Tabla 3.12 se observa que para el indicador $SAIFI_{j,3}$, el valor obtenido se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, cumpliendo así con la meta y logrando un incentivo económico positivo para EPM, acorde a lo establecido en el numeral 5.2.3.2 de la resolución CREG 015 del 2018.

3.2.4. Cumplimiento de los índices de pérdidas

Para el año 2021 el valor del IP para el nivel de tensión 4 fue de 0.93 %, este fue calculado de acuerdo con la metodología de la resolución CREG 015 de 2018 y CREG 036 de 2019. Para los niveles 2 y 3 se utilizan los valores aprobados en resolución particular al OR de 1.12 % y 1.21%, respectivamente. Para el año 2021, el nivel de tensión 1, cerró con un valor de 11.83 %.

Los flujos de energía fueron calculados con la mejor información disponible para la variable EsVSFC, debido a dificultades en el reporte de información de otros OR que no han ingresado en el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018, lo cual no ha permitido la certificación en el SUI de varios formatos TC2 del año 2021.

Las variables FeSTN y FsSTN se encuentran pendiente de aclaración metodológica por parte del LAC, dado que se está a la espera de la metodología regulatoria para la asignación de flujos por nivel de tensión en transformadores tridevanados de conexión al STN, por tal motivo EPM reporta en estas variables los valores que considera mantienen el espíritu de la Resolución para el cálculo de los flujos de energía. Actualmente LAC utiliza otros valores para estas variables

3.2.5. Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos

El informe de avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos se presenta en el Anexo 3, el anexo contiene: línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avances en su ejecución, cierre de brechas, inversiones realizadas y la estrategia para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución de

EPM. Se incluye además un informe de diagnóstico y otro con las conclusiones del grado de madurez de la implementación.

3.3. Seguimiento a las bases de activos

En este numeral se presenta el resultado obtenido en el año 2021 para las bases de activos que salen de operación y la base de terrenos.

3.3.1. Base de activos fuera de operación

El valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM se calcula según lo establecido en el numeral 3.1.1.4 de la resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 3 de la resolución CREG 085 del 2018. El resultado del cálculo se incluye en la variable $BRAFO_{j,n,t}$, la cual, está definida por nivel de tensión. Para el año 2021, el valor obtenido para la variable $BRAFO_{j,n,3}$ se presenta en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2021.

Nivel de Tensión	$BRAFO_{j,n,3}^*$
1	\$ 20,664,516,702
2	\$ 66,365,537,779
3	\$ 12,602,066,552
4	\$ 2,953,514,053
Total	\$ 102,585,635,086

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

De la Tabla 3.13 se observa un total de \$ 102,585,635,086 que debe ser descontado del ingreso de EPM, debido a que corresponden al valor remanente de los activos que salieron de operación.

3.3.2. Base de terrenos al año 2021

El valor reconocido de los terrenos en subestaciones se calcula según lo establecido en el numeral 3.3 de la resolución CREG 015 de 2018 y a las áreas reconocidas para las UC de capítulo 14 de la misma resolución. El resultado del cálculo se incluye en la variable $BRT_{j,n,t}$, la cual, está definida por nivel de tensión. Para el año 2021, el valor obtenido para la variable $BRT_{j,n,3}$ se presenta en la Tabla 3.14.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2021**

Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2021.

Nivel de Tensión	<i>BRT_{j,n,3}*</i>		
	<i>Total al año 2020</i>	<i>Incremento año 2021</i>	<i>Total al año 2021</i>
1		0	0
2	55,942,184	28,228,517	84,170,701
3	554,813,350	-4,813,507	549,999,844
4	1,594,769,826	804,841	1,595,574,667
Total	2,205,525,360	24,219,852	2,229,745,211

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

-El BRT Año 2020 acumulado fue corregido con base en la aprobación del año 2018 (Res CREG 501 022 de 2022). EL BRT incremental del año 2021 es un delta entre el BRT que entra menos el BRT que sale de operación, por lo tanto se pueden presentar valores negativos

De la Tabla 3.14, al año 2021 se observa un reconocimiento acumulado de terrenos en subestaciones por valor de \$ 2,229,745,211, el valor incluye el ajuste realizado conforme la aprobación del inventario 2018.

4. REPORTE DE INFORMACIÓN

En este numeral se presentan los formatos y las consideraciones tenidas en cuenta para el reporte de la información relacionada a la ejecución del plan de inversiones aprobado para el año 2021.

4.1. Formatos de reporte

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2021 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 y que son entregados a la CREG se describen a continuación:

- ✓ **OR_BRA0_Año3_Rev1:** Información de la base regulatoria de activos inicial.
- ✓ **OR_BRAFO_Año3_Rev2:** Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2021.
- ✓ **OR_INVA_Año3_Rev1:** Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado.
- ✓ **OR_INVTR_Año3_Rev2:** Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2021, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- ✓ **Circular_inversiones_2021_Epm.xlsx:** reporte resumen de la información correspondiente a la aprobación y ejecución del plan de inversión, los activos que salieron de operación, los indicadores agregados de calidad del servicio, los flujos de energía en el mercado de comercialización del OR, entre otros.

4.2. Información georreferenciada

La información correspondiente a los activos incluidos en las variables BRA_0, BRAFO e INVTR, se reportan de forma georreferenciada a la CREG. Se entrega una geodatabase, la cual contiene cada variable, identificada por capas, y los atributos de cada activo, para el año 2021.

5. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

[1] Resolución CREG 015 del 2018, “*Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*”, Bogotá, 2018.

[2] Resolución CREG 085 del 2018, “*Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2018.

[3] Resolución CREG 036 del 2019, “*Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2019.

[4] Resolución CREG 078 del 2019, “*Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Públicas de Medellín E.S.P.*”, Bogotá, 2019.

[5] Resolución CREG 156 del 2019, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 078 de 2019*”, Bogotá, 2019.

[6] Circular CREG 012 del 2020, “*Información anual de variables requeridas para el cálculo de los cargos de distribución*”, Bogotá, 2020.

[7] Circular CREG 024 del 2020, “*Formatos de reporte información plan de inversiones - Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2020.

[8] Circular CREG 047 del 2020, “*Reporte ejecución plan de inversiones - Circular CREG 024 de 2020 y Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2020.

[9] Empresas Públicas de Medellín E.S.P, “*Informe seguimiento a la ejecución del plan de inversiones regulatorio año 2019*”, Medellín, mayo 2020.

[10] Empresas Públicas de Medellín E.S.P, “*Informe seguimiento a la ejecución del plan de inversiones regulatorio año 2020*”, Medellín, marzo 2020.

[11] Resolución CREG 136 del 2021, “*Por la cual se incluyen los activos puestos en operación en 2018 en la base inicial de activos y se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 078 de 2019*”, Bogotá, septiembre 2021.

[12] Resolución CREG 501 022 del 2022, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., contra la Resolución CREG 136 de 2021*”, Bogotá, febrero 2022.

6. ANEXOS

Los anexos se presentan como archivos aparte del presente informe, estos son:

Anexo 1. Desagregación ejecución vs Plan 2021.

Anexo 2. Ejecución inversiones Proyectos Plan 2021.

Anexo 3. Avances implementación Gestión de Activos - 2021.

Anexo 4. Certificación esquema de calidad.

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE