



Informe Seguimiento a la Ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio - Año 2023

(Unidad Transacciones T&D Energía)

Rev. No.	MODIFICACIÓN EFECTUADA	FECHA
00	Versión inicial	2024/03/25

ÍTEM	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO	Profesional B, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Profesional C, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados Profesional B, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Jefe Unidad Transacciones T&D
NOMBRE	Alejandro Castrillón Ospina	Jairo Mauricio Urrea Ramírez	José Fernando Isaza Franco

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.....	10
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	11
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 2023	23
2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2023	23
2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2023.....	24
2.4.3. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2023	25
2.4.4. Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2023	26
3. SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2023	27

3.1.	Inversiones ejecutadas en el año 2023.....	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.....	32
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.....	33
3.1.7.	Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos.....	35
3.1.8.	Diagramas unifilares actualizados.....	36
3.2.	Avance en el cumplimiento de las Metas.....	36
3.2.1.	Cumplimiento de las inversiones en activos.....	37
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.....	40
6.1.1.	Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos.....	40
6.2.	Seguimiento a la base de activos.....	40
6.2.1.	Base de activos fuera de operación.....	40
6.2.2.	Base de terrenos al año 2023.....	41
4.	REPORTE DE INFORMACIÓN.....	43
7.1.	Formatos de reporte.....	43
7.2.	Información georreferenciada.....	43
7.3.	Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG.....	43
5.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	47
6.	ANEXOS.....	48

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 y ejecución de calidad del servicio de EPM.	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.	18
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>].	21
Tabla 2.17	Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan 2020 - 2025 con respecto al 8% de la variable CRR.	22
Tabla 2.18	Proyectos de inversión aprobados para el año 2023.	23
Tabla 2.19	Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2023. ..	24
Tabla 2.20	Metas del indicador de duración de eventos año 2023.	25
Tabla 2.21	Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2023.	25
Tabla 2.22	Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2023.	26
Tabla 3.1	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023. Sin Acote.	27
Tabla 3.2	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023 acotados con la fórmula $1.1 * INVA_{j,n,l,5}$ 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 2022.	29
Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023 acotados con la fórmula $1.1 * INVA_{j,n,l,5}$ para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2022.	29
Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023.	30
Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2023.	33
Tabla 3.7 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2023. UCs aprobadas en el plan de inversiones.	33
Tabla 3.8.1 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2023 plan de inversiones 23-27 aún no aprobado	34
Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2023.	35
Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2023. Ejecución no acotada.	37
Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2023. Ejecución acotada.	37
Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2023.	39
Tabla 3.13 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2023.	41
Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2023. ..	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 quinto año del periodo tarifario (año 2023) 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 2023 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 2023 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 a la CREG, respectivamente.

Cabe resaltar que, aunque el presente documento se basa en el plan 20-25, EPM está en espera de la aprobación por parte del regulador del plan 23-27, presentado en agosto de 2022 que aún no ha sido aprobado por la comisión y que afectaría, entre otras variables, la valoración de unidades constructivas especiales aún no aprobadas y el BRAEN del 2023 y 2024.

1. CONTEXTO

1.1. Objetivo

Presentar el informe de seguimiento a la ejecución año 2023 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 2023, 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, CREG 501 - 022 del 2022 y CREG 501 027 del 2022, la CREG aprobó los ajustes presentados correspondientes al periodo 2020 - 2025. Actualmente EPM está a la espera de la aprobación de la modificación al plan para los periodos 23-27.

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 2023 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 63,612 km² aproximadamente y cuenta con un índice de cobertura según metodología PIEC de 99,71% a diciembre de 2023. Para el año 2023 entraron en operación 24 circuitos de uso nuevos en el sistema de distribución y se anexaron tramos de fibra óptica en la red. Respecto a las subestaciones, entraron en operación los proyectos desarrollados en las subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV, Ampliación capacidad subestación Rodeo 110/44/13.2 kV, Reubicación subestación Bolívar 44/13.2 kV, Ampliación y normalización subestación Andes 44/13.2 kV y Modernización subestación Betulia 44/13.2 kV. 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 2023 fue de 2,835,290 usuarios, de los cuales 2,276,367 (80.28%) corresponden a usuarios residenciales y 558,921 (19.72%) 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 2023.

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

Descripción/año	2023(E)*	2023(P)**	2024(P)**	2025(P)**	2026(P)**	2027(P)**
Cantidad de usuarios	2,835,290	2,803,938	2,888,191	2,972,498	3,056,803	3,141,108
<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 2023 se esperaba contar con un total de 2,800,562 usuarios, sin embargo, finalmente se lograron 2,835,290 usuarios, lo que corresponde a 31,352 usuarios más de lo esperado, es decir, un 1.11% 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 2023

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

Descripción /año	2022(E)*	2023(E)*	2023(P)**	2024(P)**	2025(P)**	2026(P)**	2027(P)**
Demanda Total [MWh]	10,392,613	10,663,464	10,813,808	11,075,839	11,340,739	11,532,885	11,780,494

** (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 2023 fue de 10,663,464 MWh, la cual, en comparación con los 10,813,808 MWh proyectados para el 2023 según las proyecciones de consumos de energía que se plantearon durante la elaboración del plan de inversiones, se encuentra 150,344 MWh por debajo, es decir, se obtuvo un 1.39% menos de lo esperado. Así mismo, se destaca un incremento respecto al año 2022 de 270,851 MWh, lo cual equivale a un 2.61% de incremento porcentual.

2.2.5. Demanda de potencia

La demanda de potencia máxima para el sistema eléctrico de EPM en el 2023 fue de 1,585 MW, lo cual, en comparación con la potencia máxima de 1,481 MW obtenida en 2022, se encuentra 7,02% por encima. 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 de demanda 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 2023 y años anteriores. Para el año 2024 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”. En la circular 1 de 2024, el regulador publicó las metas para el año 2024 que igualmente se presentan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Metas y ejecución de calidad del servicio de EPM.

Indicador Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI [horas] Meta	12.84	11.82	10.87	10.00	9.20	10.54
SAIDI [horas] Real	14.23	11.46	13.39	13.14	12.42	
SAIFI [veces] Meta	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	6.67
SAIFI [veces] Real	7.29	6.67	8.18	7.87	7.78	

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 2023 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 2023 EPM recibió solicitud de conexión para 105,497 nuevos usuarios en el servicio de energía eléctrica. Al comparar el valor de nuevas solicitudes durante el año 2023 respecto a las solicitudes de conexiones del año 2022, hubo un incremento de 7.78%.

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 y CREG 501 - 027 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*].

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Abejorral	05002	5,603
Abriaquí	05004	1,288
Alejandro	05021	1,878
Amagá	05030	5,946
Amalfi	05031	12,105
Andes	05034	11,148
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
Buriticá	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
Entreríos	05264	1,781
Envigado	05266	65,412

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
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
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	342,882
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

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
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
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

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Tarso	05792	815
Titiribí	05809	2,286
Toledo	05819	4,944
Turbo	05837	75,642
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		1,750,338

Se observa que el municipio con mayor monto de inversión es Medellín, para un valor de inversión de 342,882 millones de pesos a invertir en el periodo 2020-2025, lo que equivale a un 19.589% 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	1,747,779
Chocó	2,270
Córdoba	288
Total general	1,750,338

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El departamento de Antioquia es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 1,747,779 millones de pesos, correspondientes al 99.85% del plan.

2.3.3. Inversiones por tipo de inversión

Las inversiones 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	160,577
Total general	1,750,338

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

* 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 37.70% 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 53.13% 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	883,125
3	296,141
4	176,204
Total general	1,750,338

* 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 883,125 millones de pesos, correspondientes al 50.45% 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	108,423
11	Transformadores de distribución	185,714
12	Redes de distribución	209,154
Total general		1,750,338

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

Categoría	Descripción categoría	Total*
-----------	-----------------------	--------

* 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 42.29% 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>	683,312
<i>Reposición</i>	929,958
<i>Calidad del servicio</i>	77,312
<i>Reducción y mantenimiento de pérdidas</i>	59,756
Total general	1,750,338

* 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 53,13% 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:

- 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 2023

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

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

En conjunto, estos proyectos suman un monto total de 1,569,715 millones de pesos, lo que representa el 89.681% 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)x(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 y CREG 501 027 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.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

Con respecto a este último punto, la CREG publicó el 16 de enero de 2024 la circular 1 de 2024 donde calcula las metas de calidad para cada uno de los OR para el año 2024, las cuales se incluyen en la tabla 2.12 y 2.13.

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
2024	10.490	10.543	10.596

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
2024	6.637	6.670	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.

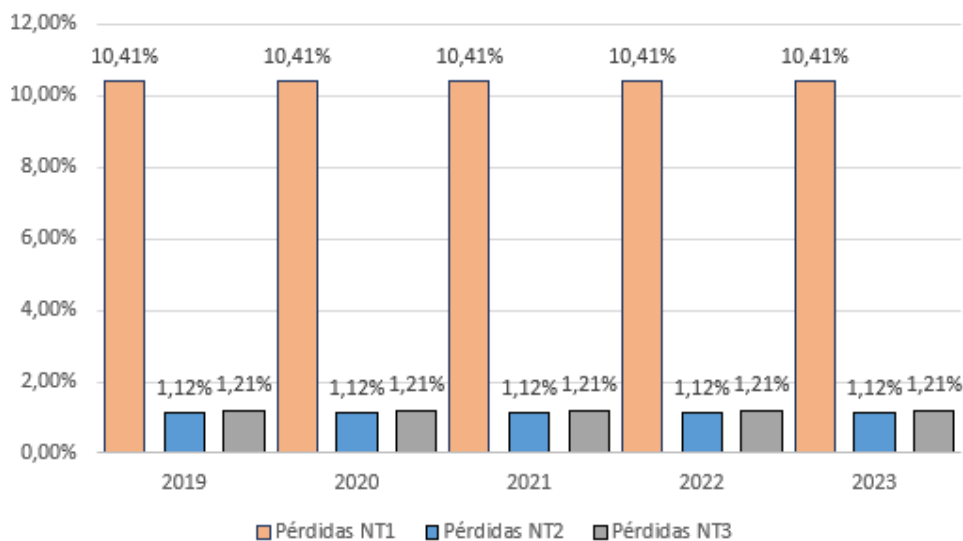
	FIUG nivel de tensión 2 y 3			FIUG nivel de tensión 1		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	8.00	8.00	-	10.00	19.00
Riesgo 2	3.00	9.00	10.00	5.00	13.00	20.00
Riesgo 3	20.00	6.00	13.00	21.00	21.00	39.00

▪ **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 (l).

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

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 5	528,741,000	372,702,000	1,626,336,000	203,292,000	508,230,000	508,230,000
<i>l</i> = 6	1,426,349,000	30,105,000	3,340,349,749	2,012,731,618	3,649,796,008	0
<i>l</i> = 7	0	12,979,281,110	17,113,694,867	364,884,000	19,554,481,657	0
<i>l</i> = 8	0	0	192,859,520	0	0	0
<i>l</i> = 9	0	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	7,816,535,857	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	43,281,870,720	27,112,029,850	42,710,957,971	14,396,448,841	40,833,530,744	7,869,193,680
Nivel de tensión 3						
<i>l</i>	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
<i>l</i> = 1	2,166,367,500	5,095,003,500	7,452,612,000	2,420,457,000	3,206,326,500	849,167,250
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 4	1,391,232,962	1,948,577,404	1,668,982,836	3,297,688,559	1,823,660,000	594,150,000
<i>l</i> = 5	70,896,000	141,792,000	230,412,000	329,584,000	177,240,000	0
<i>l</i> = 6	804,412,129	657,865,316	1,667,593,187	2,016,012,190	750,681,000	530,481,000
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 8	77,835,000	68,292,723	229,345,435	1,691,326,227	392,969,538	252,789,955
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	7,816,535,857	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	63,028,805,241	47,907,571,140	46,824,111,680	59,278,125,076	51,416,245,124	27,686,314,070
Nivel de tensión 2						
<i>l</i>	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 5	375,726,000	391,884,000	724,894,000	371,227,000	45,899,000	63,871,000
<i>l</i> = 6	1,320,079,000	590,102,000	1,406,496,000	1,648,767,000	423,466,000	423,466,000
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 10	2,094,200,705	9,377,353,465	3,361,046,765	7,816,535,857	10,452,907,333	3,038,835,000
Total	128,060,761,451	168,092,931,488	142,609,529,082	183,020,106,610	149,877,407,215	111,464,448,632
Nivel de tensión 1						
<i>l</i>	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
<i>l</i> = 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
<i>l</i> = 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
Total plan anual	291,979,304,876	317,885,669,489	299,914,609,165	322,945,795,737	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 ($CRR_j \cdot 8\%$).

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	$CRR_j \cdot 8\%$
3	63,028.81	47,907.57	46,824.11	59,278.12	51,416.25	27,686.31	-
2	128,060.76	168,092.93	142,609.53	183,020.10	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	308,549.34	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 \$ 596,341.23 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 2023

Para el quinto año del periodo tarifario (año 2023), 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 2023

Los proyectos de inversión aprobados para su ejecución en el año 2023 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 2023.

Código en banco de proyectos	Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo inversión
BP1990713299	Gestión y control pérdidas de energía - EPM	2 y 1	IV
NEG0097TYDLI	Expansión VP T&D	3,2 y 1	II
NEG0100TYDLI	Reposición VP T&D	3,2 y 1	III y I
NEG0705TYDCE	Reposición de subestaciones y líneas	4,3 y 2	III y II
NEG1166TYDLI	Expansión y reposición de la Red de Fibra óptica	4	II
PEI0348TYDLI	Cumplimiento Resolución 0222/2011, sobre manejo integral de residuos peligrosos tipo PCB's	1	III
PEI0396TYDCE	Ampliación y normalización subestación Andes 44/13.2 kV	4,3 y 2	III, II y I
PEI0397TYDCE	Modernización subestación Betulia 44/13.2 kV	3 y 2	III, II y I
PEI0399TYDCE	Reubicación subestación Bolívar 44/13.2 kV	3 y 2	III, II y I
PEI0440TYDCE	Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV	4	III
PEI0441TYDCE	Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV	4	III
PEI0513TYDCE	Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV	4,3 y 2	III y II
PEI0541TYDCE	Expansión y confiabilidad subestación Caldas	4,3 y 2	III y II
PEI0580TYDCE	Ampliación capacidad subestación Rodeo 110/44/13.2 kV	4, 3 y 2	III y II
PEI0609TYDCE	Conexión PCH TZ II 10.5 MW - Subestación Tarazá 44 kV	3 y 2	III y II
PEI0650TYDCE	Conexión PCH Mulatos I 9.2 MW - Subestación Bolombolo 44 kV	4 y 3	II y I
PEI0655TYDCE	Conexión PCH Sirgua 10 MW - Subestación Sonsón 110 kV	4	II
PEI0708TYDCE	Modernización de la subestación Caracolí 44/13.2 kV	3 y 2	III, II y I

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO
- AÑO 2023**

PEI0742GENCE	Modernización de la conexión al sistema de transmisión de la central Tasajera	2	III
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	4, 3 y 2	III, II y I
PEI0889TYDCE	Conexión PCH Nare 20 MW - Subestación Guatapé 110 kV	4	II y I
PEI0896TYDCE	Conexión PCH Hidronare 14 MW - Subestación Playas 44 kV	3	II y I
PEI1000TYDLI	Plan mejoramiento calidad del servicio	3 y 2	IV y III
PEI1030TYDCE	Conexión Proyecto Solar Los Ocobos 19.9 MW - Subestación Calizas 44 kV	3	II
PEI1104TYDLI	Solución a alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño	4, 3 y 2	III, II y I
PEI1113TYDTO	Actualización terminales remotas en subestaciones de Transmisión y Distribución Energía	4 y 3	III
PEI1157TYDCE	Conexión PCH Conde 3.5 MW - Subestación Valparaíso 13.2 kV	2	II
PIGA012023	Inversiones reconocidas para Gestión de Activos 1	3	IV
PIGA032023	Inversiones reconocidas para Gestión de Activos 3	3	IV

Los proyectos de inversión presentados en la Tabla 2.18 se pueden desagregar por municipio, nivel de tensión y tipo de inversión. Los montos aprobados con este nivel de detalle se pueden consultar en los anexos 2 y 7.

2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2023

Las inversiones aprobadas para ser ejecutadas en el año 2023, y que se derivan de los proyectos indicados en el numeral 2.4.1, se incluyen en la variable $INVA_{j,n,l,4}$, 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 2023.

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,5}^*$				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
1	Transformadores de potencia	-	9,282,594,500	2,420,457,000	-	11,703,051,500
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	8,515,431,755	4,390,126,060	2,753,326,916	15,658,884,731
4	Equipos de control y comunicaciones	-	16,661,358,800	3,297,688,559	1,245,678,450	21,204,725,809
5	Equipos de subestación	-	371,227,000	329,584,000	203,292,000	904,103,000
6	Otros activos subestación	-	1,648,767,000	2,016,012,190	2,012,731,618	5,677,510,808
7	Líneas aéreas	-	83,898,298,414	34,736,787,693	364,884,000	118,999,970,107

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

8	Líneas subterráneas	-	41,237,931,284	1,691,326,227	-	42,929,257,511
9	Equipos de línea	-	13,587,962,000	2,579,607,490	-	16,167,569,490
10	Centro de control	-	7,816,535,857	7,816,535,857	7,816,535,857	23,449,607,571
11	Transformadores de distribución	33,046,512,430				33,046,512,430
12	Redes de distribución	33,204,602,780			-	33,204,602,780
TOTAL		66,251,115,210	183,020,106,610	59,278,125,077	14,396,448,840	322,945,795,737

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

Se observa una inversión total planeada de \$ **322.945.795.737**, 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 $INVT_{j,n,Tl,l,t}$. Esta variable puede consultarse en el Anexo 6.

2.4.3. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2023

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 2023 se aprobaron los siguientes indicadores:

Tabla 2.20 Metas del indicador de duración de eventos año 2023.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2023	9.156	9.202	9.248

valores en horas al año

Tabla 2.21 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2023.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIFI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2023	8.955	9.000	9.045

Valores en cantidad de eventos al año

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 2023

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 2023.

Tabla 2.22 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2023.

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

3. SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2023

En este numeral se presentan las inversiones finalmente ejecutadas por EPM en el año 2023 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 2023

Las inversiones en activos relacionados a los proyectos del plan, ejecutadas en el año 2023, 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 2023 se incluye en la variable $INVR_{j,n,l,5}$, 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 2023. Sin Acote.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,5}^*$ - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	4,993,443,850	5,817,575,250	-	10,811,019,100
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	8,032,059,147	4,804,378,540	5,559,145,569	18,395,583,256
4	Equipos de control y comunicaciones	-	11,371,400,164	2,139,661,656	3,480,014,428	16,991,076,248
5	Equipos de subestación	-	404,561,000	511,332,000	1,321,398,000	2,237,291,000
6	Otros activos subestación	-	4,128,585,000	2,668,644,708	5,233,395,492	12,030,625,200
7	Líneas aéreas	-	129,543,646,578	29,437,477,147	16,575,940,760	175,557,064,485
8	Líneas subterráneas	-	13,236,339,223	593,621,063	8,919,723,694	22,749,683,979
9	Equipos de línea	-	25,663,425,000	1,398,070,000	-	27,061,495,000
10	Centro de control	-	3,811,339,126	3,811,339,126	3,811,339,126	11,434,017,377
11	Transformadores N1	41,188,006,000	-	-	-	41,188,006,000
12	Redes de distribución	86,031,507,335	-	-	-	86,031,507,335
TOTAL		127,219,513,335	201,184,799,087	51,182,099,489	44,900,957,068	424,487,368,980

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

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

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 $1.1*(INVA_{j,n,l,4}$ 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 2023 acotados con la fórmula $1.1*INVA_{j,n,l,5}$ para N1, N2 y N3.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,5}^*$ - valores acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	4,993,443,850	2,662,502,700	-	7,655,946,550
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	8,032,059,147	4,804,378,540	5,559,145,569	18,395,583,256
4	Equipos de control y comunicaciones	-	11,371,400,164	2,139,661,656	3,480,014,428	16,991,076,248
5	Equipos de subestación	-	404,561,000	362,542,400	1,321,398,000	2,088,501,400
6	Otros activos subestación	-	1,813,643,700	2,217,613,409	5,233,395,492	9,264,652,601
7	Líneas aéreas	-	92,288,128,255	29,437,477,147	16,575,940,760	138,301,546,162
8	Líneas subterráneas	-	13,236,339,223	593,621,063	8,919,723,694	22,749,683,979
9	Equipos de línea	-	14,946,758,200	1,398,070,000	-	16,344,828,200
10	Centro de control	-	3,811,339,126	3,811,339,126	3,811,339,126	11,434,017,377
11	Transformadores N1	36,351,163,673	-	-	-	36,351,163,673
12	Redes de distribución	36,525,063,058	-	-	-	36,525,063,058
TOTAL		72,876,226,731	150,897,672,664	47,427,206,040	44,900,957,068	316,102,062,504

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

Respecto a la ejecución del año 2022, para calcular el $INVR_{j,n,l,4}$ máximo reconocido también se aplicó la misma condición de acote antes mencionada, en función de lo planeado en 2022. Al limitar la variable $INVR_{j,n,l,4}$, quedaron pendiente por remunerar los valores sobrantes o excedentes que se presentan en la Tabla 3.3, los cuales, fueron ejecutados en 2022, pero de manera adicional al límite de la variable $INVR_{j,n,l,4}$. Por lo

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

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 $INVR_{j,n,l,5}$ del año 2023.

Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2022.

l	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,4^*}$ - pendientes por remunerar en el 2022				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	109,589,076	-	109,589,076
4	Equipos de control y comunicaciones	-	622,280,131	-	-	622,280,131
5	Equipos de subestación	-	-	40,603,800	-	40,603,800
6	Otros activos subestación	-	4,875,175,266	2,604,666,294	-	7,479,841,560
7	Líneas aéreas	-	7,717,277,721	-	-	7,717,277,721
8	Líneas subterráneas	-	5,557,017,130	-	-	5,557,017,130
9	Equipos de línea	-	12,889,553,800	-	-	12,889,553,800
10	Centro de control	-	-	-	-	-
11	Transformadores N1	3,041,665,359	-	-	-	3,041,665,359
12	Redes de distribución	32,907,584,399	-	-	-	32,907,584,399
	TOTAL	35,949,249,758	31,661,304,048	2,754,859,171	-	70,365,412,977

**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 2022, al resultado por categoría y nivel de tensión, dado en la Tabla 3.2, se le adiciona la ejecución excedente del $INVR_{j,n,l,4}$ año 2022, presentada en la Tabla 3.3, con lo cual, se logra el valor del $INVR_{j,n,l,5}$ a ser considerado para el cálculo de la base de activos nuevos del año siguiente (2023). 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 2023 acotados con la fórmula $1.1 \cdot INVA_{j,n,l,5}$ para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2022.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,5^*}$ valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente de 2022				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	4,993,443,850	2,662,502,700	-	7,655,946,550
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

3	Bahías y celdas	-	8,032,059,147	4,913,967,616	5,559,145,569	18,505,172,332
4	Equipos de control y comunicaciones	-	11,993,680,296	2,139,661,656	3,480,014,428	17,613,356,380
5	Equipos de subestación	-	404,561,000	403,146,200	1,321,398,000	2,129,105,200
6	Otros activos subestación	-	6,688,818,966	4,822,279,704	5,233,395,492	16,744,494,162
7	Líneas aéreas	-	100,005,405,976	29,437,477,147	16,575,940,760	146,018,823,883
8	Líneas subterráneas	-	18,793,356,352	593,621,063	8,919,723,694	28,306,701,108
9	Equipos de línea	-	27,836,312,000	1,398,070,000	-	29,234,382,000
10	Centro de control	-	3,811,339,126	3,811,339,126	3,811,339,126	11,434,017,377
11	Transformadores N1	39,392,829,032	-	-	-	39,392,829,032
12	Redes de distribución	69,432,647,457	-	-	-	69,432,647,457
TOTAL		108,825,476,489	182,558,976,713	50,182,065,211	44,900,957,068	386,467,475,481

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

Ahora, para calcular el excedente de inversiones ejecutadas en el año 2023 y que serán incluidas y reconocidas en la ejecución del año 2024, 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 2023.

l	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,5}^*$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	-	3,155,072,550	-	3,155,072,550
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	-	-	-
5	Equipos de subestación	-	-	148,789,600	-	148,789,600
6	Otros activos subestación	-	2,314,941,300	451,031,299	-	2,765,972,599
7	Líneas aéreas	-	37,255,518,323	-	-	37,255,518,323
8	Líneas subterráneas	-	-	-	-	-
9	Equipos de línea	-	10,716,666,800	-	-	10,716,666,800
10	Centro de control	-	-	-	-	-

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO - AÑO 2023

11	Transformadores N1	4,836,842,327	-	-	-	4,836,842,327
12	Redes de distribución	49,506,444,277	-	-	-	49,506,444,277
TOTAL		54,343,286,604	50,287,126,423	3,754,893,449	-	108,385,306,476

**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 2023 el total de los excedentes de inversiones de la variable $INVR_{j,n,l,t}$ fueron un 54% mayor a los obtenidos en el año 2022.

Del total de las inversiones realizadas en 2023 (\$ 424,487,368,980) dadas en la Tabla 3.1, \$ 108,385,306,476 excedieron el límite permitido acorde con la Tabla 3.5, lo que representa un 25.5% de ejecución que queda sin remunerar y que podrán incluirse en las inversiones ejecutadas en el año 2024, para su reconocimiento.

De la inversión aprobada en el plan de inversiones, por valor de \$ 322,945,795,737, se ejecutaron sin acotar \$ 424,487,368,980, lo que corresponde a un porcentaje de ejecución del 131.4% respecto al plan Aprobado. Si se considera la ejecución acotada de la Tabla 3.2, por valor de \$ 316,102,062,504, el porcentaje de ejecución considerado sería del 98%. Si, además se considera el valor acotado más el excedente del año 2022, presentado en la Tabla 3.4, por valor de \$ 386,467,475,481, el porcentaje de ejecución definido para el año 2023 sería del 119.7%. Se observa que, en cualquier caso, el valor de ejecución del año 2023 también está por debajo del 8% del CRR.

Es importante aclarar que la sobreejecución obedece principalmente a que se presentó una modificación al plan de inversiones en agosto de 2022 para el periodo 2023-2027 que aún no ha sido aprobado por el regulador, pero que, debido a las necesidades propias de la red y los planes internos de la empresa, fue sobre esta modificación que se ejecutaron las obras en 2023. Este plan 2023-2027 para el año 2023 tiene un valor cercano a los 547 mil millones de pesos.

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 2023 la variable $INVTR_{j,n,TI,l,5}$ se presenta en el Anexo 6. Adicionalmente, el listado de unidades constructivas puestas en operación en el año 2023 y de donde se obtiene el valor de las variables $INVTR_{j,n,TI,l,5}$, e $INVR_{j,n,l,5}$, se encuentra en el Anexo 2 y el Anexo 4.

3.1.2. Inversiones ejecutadas por proyectos del plan

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2023, para cada uno de los proyectos del plan, se presentan en el Anexo 7.

3.1.3. Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura

Con respecto al plan de expansión de cobertura año 2023, la CREG aún no ha dado su aprobación. Sin embargo, este ya cuenta con concepto UPME 20221520083771 y fue ejecutado por EPM como inversiones adicionales a las presentadas en los numerales 3.1.1 y 3.1.2.

El listado de UC asociadas al plan de expansión de cobertura ejecutado por EPM en el año 2023 se incluyó en el formato INVTR, el cual puede ser consultados en el anexo 2. Estas UC se reportan como inversiones ejecutadas por EPM que no estaban incluidas en el plan de inversiones y se encuentran identificados con el tipo de inversión V. Para el cálculo del ingreso no se incluyó la valoración de estos activos, debido a que no han sido aprobados.

Adicionalmente, en el Anexo 5. Circular_inversiones_2023_Epm en el numeral 13.5, no se incluyeron los proyectos de PECOR mencionados, pues estos no han sido aprobados por el regulador.

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 tal como se plasma en esta oportunidad.

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 13.

Las inversiones específicas del proyecto de calidad del servicio se pueden observar a nivel de unidad constructiva en el Anexo 2 y Anexo 4, 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 2023, 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 las cuales se encuentran aprobadas para otros años del plan

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2023.

UC	Descripción	Valor ejecutado en el año 2023*
NOP17	Activos SGA EPM - Asset Performance Management (APM) para activos críticos	\$ 241,696,637
TOTAL		\$ 241,696,637

* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017

Para el año 2023 se reportó una inversión total ejecutada de \$ 241,696,637. En el Anexo 8, 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 2023 se registró ejecución 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. Esta inversión fue incluida en el valor de la variable $INVR_{j,n,l,5}$ presentado en la Tabla 3.1.

Los soportes que justifican la creación de las UC especiales y los valores solicitados se presentan en el Anexo 12.

Tabla 3.7 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2023. UCs aprobadas en el plan de inversiones.

UC Especial	Descripción UC Especial	Categoría (I)	Vida útil (años)	Valor UC*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
N2P2	Protección Diferencial de Barras - N2	4	10	153,578,541	4	614,314,164
NOP17	Asset Performance Management (APM) para activos críticos	10	10	2,897,265,973	0.083	241,696,637
Total UC especiales ejecutadas						856,010,801

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

En el plan 23-27 presentado a la comisión en agosto de 2022, se incluyó la solicitud de aprobación de unidades constructivas especiales adicionales por un valor de \$ 56,762,034,176. La ejecución de dichas unidades constructivas para 2023 se presenta en la tabla 3.7.1 a continuación. Dichas unidades no se han tenido en cuenta en el cálculo de las variables regulatorias presentadas al LAC para 2024 (febrero 28 de 2024) pues la comisión ha sido clara en que su inclusión se debe realizar únicamente si se encuentran aprobadas en el plan de inversiones. Una vez la comisión apruebe el plan de inversiones 23-27 y las unidades constructivas especiales relacionadas con dicho plan, se procederá al reenvío al LAC de las variables regulatorias afectadas al incluir estos valores adicionales en la ejecución de 2023, el cual, si todas son aprobadas, será por un monto de \$

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

34,064,861,897. Por ahora en el anexo 12 se incluyen todos los soportes de las UC especiales aún no aprobadas con el objetivo de que la comisión tenga todos los soportes exigidos en la regulación.

Tabla 3.8.1 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2023 plan de inversiones 23-27 aún no aprobado

UC Especial	Descripción UC Especial	Categoría (I)	Vida útil (años)	Valor UC*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
NOP14	Equipo de telecomunicaciones para esquemas de protección y SCADA	10	10	106,483,418	11	1,171,317,598
N4EQ10	DFACTS SmartPod, SmartBypass, SmartFilter y Aisladores - N4	4	20	2,717,453,551	3.000	8,152,360,653
N4EQ11	DFACTS SmartValve - N4	4	20	310,180,741	4	1,240,722,964
N4EQ12	DFACTS Control y Comunicación - N4	4	10	154,349,126	3.000	463,047,378
N4EQ19	Transición aérea - subterránea - N4	9	35	125,729,357	4	502,917,428
N4P8	Sistema de digitalización de señales bahía de línea - N4	4	10	99,137,360	4.000	396,549,440
N4P9	Sistema de digitalización de señales bahía de transformador - N4	4	10	91,086,791	2	182,173,582
N4EQ5	Juego pararrayos - N4	5	35	9,896,795	2.000	19,793,590
N4L96	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para torre metálica circuito sencillo tipo suspensión	7	45	90,062,802	1	90,062,802
N4L97	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para torre metálica circuito sencillo tipo retención	7	45	145,392,604	14.000	2,035,496,456
N4L98	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para torre metálica circuito doble tipo suspensión	7	45	112,580,652	1	112,580,652
N4L99	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para torre metálica circuito doble tipo retención	7	45	176,892,609	5.000	884,463,045
N4L100	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para poste metálico circuito sencillo tipo suspensión	7	45	51,876,458	12	622,517,496
N4L101	UCE Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para poste metálico circuito sencillo tipo retención	7	45	131,063,672	16.000	2,097,018,752
N4L102	Cable HTLS	7	45	172,315,341	4.6	792,650,569
N4L103	Equipos para señalización sobre km de línea -N4	7	45	15,730,232	36.050	567,074,864
N4L104	señalización de torre metálica línea aérea - N4	7	45	25,584,080	112	2,865,416,960

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2023**

N4L106	Señalización de Poste metálico línea aérea - N4	7	45	16,536,493	28.000	463,021,804
N4S67	Lleno estructural para superar nivel de inundación	6	45	570,094,458	1	570,094,458
N2L140	Canalización urbana 12x6"	8	45	2,796,532,457	1.324	3,703,084,384
N2L142	Canalización urbana 8x6"	8	45	2,560,406,479	0.68132	1,744,456,142
N2L144	Canalización urbana 4x6"	8	45	1,366,810,428	1.262	1,724,819,083
N2L146	Canalización Urbana sin zanja abierta 12x6" (Tunnel Linner)	8	45	9,766,171,288	0.04644	453,540,995
N4L105	UC Especial EPM - km canalización sin zanja abierta 6x6" (Tunnel Liner)	8	45	9,103,401,464	0.090	819,306,132
N2EQ41	UC Especial EPM - Big Jumper - Cable de Emergencia	9	35	643,510,093	1	643,510,093
NOP90	UC Especial EPM - Software procesamiento y gestión IDS - Protección lógica	10	10	544,740,982	1.000	544,740,982
NOP91	UC Especial EPM - Equipo IDS (Sistema de Detección de Intrusos) - Protección lógica	10	10	23,333,527	11	256,668,795
NOP92	UC Especial EPM - Sistema Ciberseguridad física - Protección física	10	10	31,723,984	10.000	317,239,841
N4EQ6	UC Especial EPM - Sistema de Comunicaciones Trunking	4	10	628,214,960	1	628,214,960
Total UC especiales ejecutadas						34,064,861,897

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

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

Para algunos de los proyectos desarrollados en el año 2023, 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 2023 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 2023.

Cód. Proyecto	Nombre del Proyecto	Concepto	Costos socioambientales y de servidumbre 2023*			
			N4	N3	N2	TOTAL
PEI0580TYDCE	Ampliación capacidad Subestación Rodeo	Socioambiental	684,629,447	12,447,808	547,703,558	1,244,780,813
PEI0396TYDCE	Ampliación y normalización Andes	Socioambiental	12,228,557	29,892,029	25,815,843	67,936,430
PEI0609TYDCE	Conexión PCH TZ II 10.5MW	Socioambiental	-	173,070	2,299,354	2,472,424

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

PEI0557TYDLI	Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó	Servidumbres	924,599,892	41,093,329	61,639,993	1,027,333,213
		Socioambiental	1,478,204,812	65,697,992	98,546,987	1,642,449,791
PEI0742GENCE	Modernización de la conexión al sistema de transmisión de la central Tasajera	Socioambiental	197,540	-	-	197,540
PEI0441TYDCE	Modernización Subestación Ancón Sur	Socioambiental	15,813,077	2,156,329	-	17,969,405
PEI0397TYDCE	Modernización subestación Betulia	Socioambiental	-	18,161,445	20,479,927	38,641,372
PEI0513TYDCE	Modernización subestación Guadalupe IV	Socioambiental	-	9,217,346	-	9,217,346
PEI0440TYDCE	Modernización subestación Miraflores	Socioambiental	11,154,762	-	-	11,154,762
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP TyD Subestaciones	Socioambiental	3,571,531	42,348,155	5,102,187	51,021,874
PEI0399TYDCE	Reubicación subestación Bolívar	Socioambiental	-	13,923,242	41,769,727	55,692,970
PEI1104TYDLI	Solución alta cargabilidad redes Oriente Antioqueño	Socioambiental	-	24,761,345	-	24,761,345
Resumen						
	Concepto	N4	N3	N2	TOTAL	
Subtotal	Socioambiental	2,205,799,727	218,778,760	741,717,584	3,166,296,071	
	Servidumbres	924,599,892	41,093,329	61,639,993	1,027,333,213	
	TOTAL	3,130,399,618	259,872,089	803,357,577	4,193,629,284	

*todos los valores están en pesos a diciembre del 2017

De la Tabla 3.9, se observan que los costos del componente ambiental ascienden a la suma de \$ 3,166 millones de pesos, lo que corresponde al 0.98% del total del plan 2023 y al 0.75% de la ejecución total sin acotar del mismo año. Por su parte, se presentan costos asociados a servidumbres de líneas por valor de \$ 1,027 millones de pesos, lo que corresponde al 0.32% del total del plan 2023 y al 0.24% de la ejecución total sin acotar en el mismo año. En total los costos socioambientales y de servidumbre fueron de \$ 4,193, lo que corresponde al 1.3% del total del plan 2023 y al 0.99% de la ejecución total sin acotar del mismo año. El valor de estos costos se remuneran aparte del valor de la variable $INVR_{j,n,l,4}$ presentado en la Tabla 3.1. Los soportes que sustentan estos costos se pueden consultar en el Anexo 9.

3.1.8. Diagramas unifilares actualizados

Los diagramas unifilares de las subestaciones actualizados con corte a diciembre del año 2023 se pueden consultar en el Anexo 10.

3.2. Avance en el cumplimiento de las Metas

A continuación, se presentan los valores obtenidos por EPM en el año 2023, 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 2023 se mide a través de la relación $INVR_{j,n,l,5} / INVA_{j,n,l,5}$ (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 2023. Ejecución no acotada.

l	Descripción	INVR _{j,n,l,5_no acotado} / INVA _{j,n,l,5}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	53.79%	240.35%	NA	92.38%
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	NA
3	Bahías y celdas	-	94.32%	109.44%	201.91%	117.48%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	68.25%	64.88%	279.37%	80.13%
5	Equipos de subestación	-	108.98%	155.14%	650.00%	247.46%
6	Otros activos subestación	-	250.40%	132.37%	260.01%	211.90%
7	Líneas aéreas	-	154.41%	84.74%	4542.80%	147.53%
8	Líneas subterráneas	-	32.10%	35.10%	NA	52.99%
9	Equipos de línea	-	188.87%	54.20%	NA	167.38%
10	Centro de control	-	48.76%	48.76%	48.76%	48.76%
11	Transformadores N1	124.64%	-	-	-	124.64%
12	Redes de distribución	259.10%	-	-	-	259.10%
TOTAL		192.03%	109.92%	86.34%	311.89%	131.44%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

De la Tabla 3.10 se observa una ejecución total del 192% para nivel de tensión 1; del 110% para nivel 2; del 86.4% para nivel 3; y del 312.2% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2023, si no se consideran acotes, fue del 131.5%.

Ahora, si se consideran los valores de ejecución acotada del 2023 presentados en la Tabla 3.2 y el mismo valor planeado de la Tabla 2.19, los porcentajes de ejecución varían y se presentan en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2023. Ejecución acotada.

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2023

I	Descripción	INVR _{j,n,l,5} acotado / INVA _{j,n,l,5}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	53.79%	110.00%	NA	65.42%
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	NA
3	Bahías y celdas	-	94.32%	109.44%	201.91%	117.48%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	68.25%	64.88%	279.37%	80.13%
5	Equipos de subestación	-	108.98%	110.00%	650.00%	231.00%
6	Otros activos subestación	-	110.00%	110.00%	260.01%	163.18%
7	Líneas aéreas	-	110.00%	84.74%	4542.80%	116.22%
8	Líneas subterráneas	-	32.10%	35.10%	NA	52.99%
9	Equipos de línea	-	110.00%	54.20%	NA	101.10%
10	Centro de control	-	48.76%	48.76%	48.76%	48.76%
11	Transformadores N1	110.00%	-	-	-	110.00%
12	Redes de distribución	110.00%	-	-	-	110.00%
TOTAL		110.00%	82.45%	80.01%	311.89%	97.88%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

Considerando la condición de la Tabla 3.11 se observa una ejecución total del 110% para nivel de tensión 1; del 82.5% para nivel 2; del 80.1% para nivel 3; y del 312.3% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2023, bajo la condición de acote, fue del 97.9%. La disminución en el porcentaje de ejecución del escenario acotado respecto al no acotado se debe principalmente al acote en todo el N1, líneas aérea de N2, transformadores N3 y otros activos de subestación en niveles 2 y 3.

3.2.2. Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado

En el año 2023, para EPM existen desviaciones de la ejecución respecto a lo planteado en el plan de inversiones, en su generalidad obedecen las siguientes causas:

- ✓ 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.
- ✓ UC Eliminada en el plan en proceso de aprobación: En el plan sobre el que se realizó la ejecución, que aún no ha sido aprobado, se eliminó la UC relacionada.
- ✓ UC Desplazada en el plan en proceso de aprobación: En el plan sobre el que se realizó la ejecución, que aún no ha sido aprobado, se desplazó para otro año la UC relacionada

Una de las razones por las que fue necesaria la creación de proyectos adicionales al plan, es que en el Anexo 4 (INVTR) 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 7 se presentan los proyectos aprobados para el año 2023 y su porcentaje de ejecución. El detalle y la justificación de la desviación de cada unidad constructiva asociada a cada proyecto se puede consultar en el Anexo 4.

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 2023 se presenta en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2023.

Descripción	$SAIDI_{j,5}$	$SAIFI_{j,5}$
Banda de indiferencia plan	9.156 - 9.248 horas	8.955 - 9.045 veces
Valor obtenido - año 2023	12.42 horas	7.78veces

De la Tabla 3.12 se observa que para el indicador $SAIFI_{j,5}$, 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. Lo contrario sucede para el indicadores de duración $SAIDI_{j,5}$.

3.2.4. Cumplimiento de los índices de pérdidas

Para el año 2023 el valor del IP para el nivel de tensión 4 fue de 0.973 %, 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 EPM de 1.12 % y 1.21%, respectivamente. Para el año 2023, el nivel de tensión 1, cerró con un valor de 11.45%.

Las variables FeSTN y FsSTN se encuentran pendiente de aclaración metodológica por parte de la CREG y 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

6.1.1. 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 8, 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 indica que el sistema de Gestión de Activos de las unidades de negocio de Transmisión y Distribución de EPM fue certificado el 8 de noviembre de 2022 y con vigencia hasta 7 de noviembre de 2025, lo que evidencia que el sistema de gestión de activos es adecuado, pertinente y eficaz.

6.2. Seguimiento a la base de activos

En este numeral se presenta el resultado obtenido en el año 2023 para las bases de activos que salen de operación y la base de terrenos.

6.2.1. 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 2023, el valor obtenido para la variable $BRAFO_{j,n,5}$ 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 2023.

Nivel de Tensión	$BRAFO_{j,n,5}^*$
1	21,987,708,791
2	54,750,109,994
3	9,654,060,091
4	3,873,763,564
Total	90,265,642,439

**Pesos a diciembre del 2017.*

De la Tabla 13.3 se observa un total de \$ 90,265,642,439 que deben ser descontados de la base regulatoria de activos de EPM, debido a que corresponden al valor remanente de los activos que salieron de operación. El listado de unidades constructivas que salieron de operación en el año 2023 y de donde se obtiene el valor de la variable $BRAFO_{j,n,5}$, se puede consultar en el Anexo 3.

6.2.2. Base de terrenos al año 2023

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 2023, el valor obtenido para la variable $BRT_{j,n,5}$ se presenta en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2023.

Nivel de Tensión	$BRT_{j,n,5}^*$		
	Total año 2022	Incremento año 2023	Total año 2023
1	-	-	-
2	87,358,596	118,871,814	206,230,411
3	552,940,087	87,746,890	640,686,977
4	1,591,007,333	453,871,626	2,044,878,959
Total	2,231,306,016	660,490,330	2,891,796,347

**Pesos a diciembre del 2017.*

EL BRT incremental del año 2022 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 2023 se observa un reconocimiento acumulado de terrenos en subestaciones por valor de \$ 2,891,796,346, el valor incluye el ajuste realizado conforme la aprobación del inventario 2018. El listado de unidades constructivas y sus áreas reconocidas, de donde se obtiene el valor de la variable $BRT_{j,n,5}$, se encuentra en los Anexos 1 al 4.

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

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 2023.

7.1. Formatos de reporte

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2023 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 pueden ser consultados del Anexo 1 al Anexo 5, los cuales se describen como:

- ✓ **OR_BRA0_Año5_Rev1:** Información de la base regulatoria de activos inicial.
- ✓ **OR_BRAFO_Año5_Rev2:** Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2023.
- ✓ **OR_INVA_Año5_Rev2:** Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado. Este formato fue actualizado por la circular CREG 017 de 2024.
- ✓ **OR_INVTR_Año5_Rev2:** Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2023, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- ✓ **Circular_inversiones_2023_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.

7.2. Información georreferenciada

La información correspondiente a los activos incluidos en las variables BRA_0, BRAFO e INVTR, se reportan de forma georreferenciada en el Anexo 11. Se entrega una geodatabase, la cual contiene cada variable, identificada por capas, y los atributos de cada activo para el año 2023.

7.3. Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG

Para el reporte de la información de ejecución de las inversiones del año 2023 y el diligenciamiento de los formatos requeridos en las circulares CREG 024 y 047 del 2020, se deben considerar las siguientes aclaraciones:

Formato Circular_inversiones_2023_Epm:

- ✓ Los valores relacionados a la variable OI están en precios de diciembre 2017.
- ✓ Entendemos que para las filas 366 a 413, si un mismo usuario está sujeto a varias compensaciones en el año, este debe contabilizarse solo una vez a fin de calcular la cantidad de usuarios a compensar.
- ✓ Los flujos de energía fueron calculados con la mejor información disponible, y la metodología de cálculo actualmente se está refinando en mesa de trabajo en conjunto con LAC y los ORs, en particular se está validando la asignación de flujos por nivel de tensión en transformadores tridevanados de conexión al STN
- ✓ Se actualizaron los valores de las variables BRT, INVA, INVT, con base en la aprobación del año 2018 (Res CREG 501 022 de 2022 y CREG 501 027 del 2022).

EPM_INVA_2023_Rev2:

- ✓ Este formato fue actualizado según la circular 017 de 2024 con la adición de las columnas: “Año real de entrada en operación”, “Mes real de entrada en operación”, “Descripción soporte”, siendo este último un código de PO (permiso operativo) del centro de control para la entrada en operación, una OT (Orden de trabajo) o un indicativo del registro en los sistemas de información.
- ✓ Respecto al punto anterior, es importante aclarar a la comisión que se incluyeron algunas unidades constructivas que no fueron reportadas en el seguimiento del año 2022, pero que efectivamente entraron en operación en dicho año. Esto se debe principalmente a la pequeña ventana de tiempo para que en los sistemas de información quede toda la información consignada de los activos que entraron en el año, lo que conlleva a que algunos no alcancen a quedar en el informe presentado en marzo. EPM trabaja de la mano con las tecnologías de la información para seguir mejorando estos procesos.
- ✓ Tal como lo solicita la circular, se crearon nuevos proyectos que albergan las unidades constructivas que fueron construidas y no estaban en el plan de inversiones aprobado.
- ✓ En la aprobación del plan de inversiones 2020-2025, los equipos de línea con UC N2EQ10 que tienen categoría de equipos de subestación fueron incluidos en el INVA de equipos de subestación. Sin embargo, por coherencia en el reporte, se decide incluir los equipos de subestación que sirven a líneas, que fueron construidos y no estaban en el plan, en el formato de equipos de línea. Es importante entonces que la relación entre el INVA y el INVTR para los formatos de equipos de línea y equipos de subestación, se realice de manera conjunta y no por separado para que la totalidad concuerde y sea coherente a lo construido y aprobado.

EPM_BRAFO_2023_Rev2:

- ✓ Entendemos que, tanto para el BRAFO como para el INVTR, el CR de las tablas de los Capítulos 14 y 15 debe modificarse para poder valorar adecuadamente las UC a saber:
 - En el caso de los transformadores debe ser el cálculo de la suma del costo de instalación más el valor del equipo por MVA multiplicado por los MVA del transformador.
 - En el caso de las líneas, debe ser el valor unitario, por el número de conductores dividido 3, y por la remuneración adicional en redes subterráneas con nivel de aislamiento a 44kV. No se multiplica por los km, dado que el formato posee el campo cantidad con este valor.
- ✓ Para UC de líneas se agregó una columna con el número de conductores para facilitar la revisión de la valoración por parte de la Comisión. Como se mencionó anteriormente el CR ya considera el número de conductores.
- ✓ Para todas las UC de redes de nivel 1, el campo cantidad fue diligenciado con valor 1, ya que en el campo longitud se diligenciaron los km para redes y canalizaciones, y para el resto de UC el campo longitud se diligenció en 1.
- ✓ En la hoja “formato9_UC_equipos_SE” tanto en el BRAFO como en el INVTR se adicionaron las columnas de “IUA Elemento” y “Código Elemento” para mayor claridad, dado que, según el archivo “Circular029-2018 Conformación UC Capítulo 14 CREG 015 de 2018 Rev 2” las unidades constructivas de control y protección se pueden desglosar en fracciones o elementos de UC.

EPM_INVTR_2023_Rev2:

- ✓ A cada unidad constructiva que estaba en el plan de inversiones y no fue construida se le asignó una justificación tal como lo solicitó la comisión.
- ✓ Entendemos que, para los vanos de las UC de líneas, el campo IUA ajustado es un identificador único del activo (del vano), es decir, no debe repetirse en el formato del INVTR y sigue la codificación de la circular 029, por tanto, cada vano se diferencia en los 4 caracteres del C6 al C9 los cuales son alfanuméricos y guardan consistencia en la forma de codificación usada en la BRAFO, lo cual es acorde a los ejemplos de la circular CREG 024, ejemplo caso 5. La filosofía de la circular 029 es que los elementos de UC (últimos tres caracteres) se usen para codificar y reportar fracciones de UC, por tanto, lo que se propone en la 024, para el reporte de equipos de línea y UC de líneas (agrupados en el plan), no es consistente con la 029.

Con lo anterior, no vemos necesario emplear el campo IUA elemento para codificar los vanos y demás UC agrupadas en el plan, dado que se cuenta con solo tres caracteres numéricos, es decir, 999 tramos o equipos, los cuales no alcanzarían para identificar la totalidad de los activos a reportar. Por ejemplo,

actualmente poseemos circuitos, como el IUL 20210 que contiene 3407 vanos, con lo cual, de emplearse solo los tres caracteres en mención, se sobrepasaría la capacidad de registros, obligando la creación de nuevas reglas para cambiar el formato diseñado.

Para hacer corresponder el INVA (agrupado) con la ejecución del plan de inversión INVTR (desagrupado), proponemos adicionar un campo en el INVTR, que puede ser el IUA provisional o el IUA Ajustado de la UC agrupada en el INVA, con posibilidad de repetirlo en el INVTR tantas veces como vanos o activos hayan sido ejecutados, logrando así tener una relación 1 a muchos entre ambos formatos.

Adicionalmente proponemos adicionar el campo número de conductores en los formatos INVTR y BRAFO, dado que, en el INVTR, un proyecto así se haya matriculado en el INVA como trifásico, puede darse que al momento de su ejecución se necesite realizar derivaciones monofásicas para alimentar algunos clientes, y en el caso de la BRAFO, se debe conocer la cantidad de conductores del circuito para la valoración.

Además, vemos adecuado que en el INVTR exista el campo km construidos correspondientes a la suma de cada vano, pudiendo ser este total, mayor o menor a los km planeados en los proyectos.

- ✓ Observamos que la categoría de algunas UC que pertenecen a subestaciones también existe en las líneas, como ejemplo: La UC de equipo medida N2EQ10, por tal motivo las incluimos en el INVTR en dos formatos equipos de línea o equipos de subestación de acuerdo con su ubicación en el sistema, esto influye si se asocia a subestación o a línea y las coordenadas georreferenciadas.

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. EPM_BRA0_Año3_Rev1.

Anexo 2. EPM_INVA_2022_Rev1.

Anexo 3. EPM_BRAFO_2022_Rev2.

Anexo 4. EPM_INVTR_2022_Rev2.

Anexo 5. Circular_inversiones_2022_Epm.xlsx

Anexo 6. Desagregación ejecución vs Plan 2022.

Anexo 7. Ejecución inversiones Proyectos Plan 2022.

Anexo 8. Avances implementación Gestión de Activos - 2022.

Anexo 9. Soportes de costos sociales, ambientales y prediales.

Anexo 10. Carpeta Unifilares.

Anexo 11. Carpeta capas georreferenciadas.

Anexo 12. Soporte UC especiales.

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE