



# Informe Seguimiento a la Ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio - Año 2025

(Unidad Transacciones T&D Energía)

Rev. No.	MODIFICACIÓN EFECTUADA	FECHA
00	Versión inicial	2026/03/16

ÍTEM	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
<b>CARGO</b>	Profesional A, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Profesional C, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados Profesional B, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Jefe Área Transacciones T&D
<b>NOMBRE</b>	Alison Reina Cabrera	Jairo Mauricio Urrea Ramírez Luis José Mendoza Fajardo	Isabel Cristina Bedoya Palacio

## Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	6
1. CONTEXTO .....	7
1.1. Objetivo .....	7
1.2. Alcance.....	7
1.3. Definiciones .....	7
2. PLAN DE INVERSIONES 2023 - 2027 .....	9
2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.....	9
2.2. Descripción del sistema operado por EPM.....	11
2.2.1. Área de influencia .....	11
2.2.2. Activos operados.....	11
2.2.3. Cantidad de usuarios.....	11
2.2.4. Demanda de energía .....	12
2.2.5. Demanda de potencia .....	12
2.2.6. Indicadores de calidad del servicio .....	12
2.2.7. Solicitudes de Conexión .....	13
2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2023 - 2027 .....	13
2.3.1. Inversiones por municipio.....	14
2.3.2. Inversiones por departamento .....	18
2.3.3. Inversiones por tipo de inversión .....	18
2.3.4. Inversiones por nivel de tensión.....	19
2.3.5. Inversiones por categoría de activos.....	19
2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas.....	20
2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios .	20
2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado.....	22
2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años.....	23
2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2025 .....	27
2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2025 .....	27
2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2025.....	28
2.4.3. Plan de Expansión de Cobertura PECOR 2025 .....	29
2.4.4. Plan inversiones total aprobado 2025 .....	30
2.4.5. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2025 .....	31

2.4.6.	Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2025 .....	31
3.	SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2025 .....	32
3.1.	Inversiones ejecutadas en el año 2025.....	32
3.1.1.	Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos.....	32
3.1.2.	Inversiones ejecutadas por proyectos del plan.....	37
3.1.3.	Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura.....	37
3.1.4.	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio.....	38
3.1.5.	Inversiones en gestión de activos.....	38
3.1.6.	Inversiones en unidades constructivas especiales.....	39
3.1.7.	Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos.....	41
3.2.	Avance en el cumplimiento de las Metas.....	42
3.2.1.	Cumplimiento de las inversiones en activos.....	42
3.2.2.	Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado.....	44
3.2.3.	Cumplimiento de las metas de calidad del servicio.....	45
3.2.4.	Cumplimiento de los índices de pérdidas.....	45
3.2.5.	Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos.....	46
3.3.	Seguimiento a la base de activos.....	46
3.3.1.	Base de activos fuera de operación.....	46
3.3.2.	Base de terrenos al año 2025.....	47
4.	REPORTE DE INFORMACIÓN.....	48
4.1.	Formatos de reporte.....	48
4.2.	Información georreferenciada.....	48
4.3.	Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG.....	48
5.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	52
6.	ANEXOS.....	54

## Listas 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 2023 - 2027 por municipio [ <i>valores en Millones de pesos de dic 2017</i> ].	14
Tabla 2.5	Inversiones plan 2023 - 2027 por departamentos. ....	18
Tabla 2.6	Inversiones plan 2023 - 2027 por tipo de inversión. ....	18
Tabla 2.7	Inversiones plan 2023 - 2027 por nivel de tensión. ....	19
Tabla 2.8	Inversiones plan 2023 - 2027 por categoría de activos.....	19
Tabla 2.9	Inversiones plan 2023 - 2027 según su clasificación.....	20
Tabla 2.10	Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2023 - 2027. ....	21
Tabla 2.11	Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.....	22
Tabla 2.12	Comparación VPIE con 8% del CRR para niveles 1, 2 y 3 .....	23
Tabla 2.13	Metas del indicador de duración de eventos, [ <i>valores en horas al año</i> ]. ....	24
Tabla 2.14	Metas del indicador de frecuencia de eventos, [ <i>valores en cantidad de eventos al año</i> ]. ....	24
Tabla 2.15	Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [ <i>máximo horas-año</i> ]. Referencia año 2025. ....	25
Tabla 2.16	Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [ <i>máximo veces-año</i> ]. Referencia año 2025. ....	25
Tabla 2.17	Inversiones proyectadas para el periodo 2023 - 2027 [ <i>\$ - dic 2017</i> ]. ....	25
Tabla 2.18	Proyectos de inversión aprobados para el año 2025. ....	27
Tabla 2.19	Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2025. ..	28
Tabla 2.20	Plan de expansión de cobertura 2025 [ <i>pesos dic 2017</i> ]. ....	29
Tabla 2.21	Plan inversiones total aprobado 2025.....	30
Tabla 2.22	Metas del indicador de duración de eventos año 2025. ....	31
Tabla 2.23	Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2025.....	31
Tabla 2.24	Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2025. ....	31
Tabla 3.1	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025. Sin Acote. ....	32
Tabla 3.2	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025, acotados con la fórmula $1.1 * INVA_{j,n,l,7}$ para N1, N2 y N3.....	33
Tabla 3.3	Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. ....	34
Tabla 3.4	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025 acotados con la fórmula $1.1 * INVA_{j,n,l,7}$ para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2024. ....	35
Tabla 3.5	Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025. ....	36
Tabla 3.6	Inversiones en activos PECOR puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025. Sin Acote. Pendientes de Aprobación CREG .....	37
Tabla 3.7	Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2025. UCs aprobadas en el plan de inversiones. ....	39

Tabla 3.8.1 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2025 plan de inversiones 25-29 aún no aprobado. ....	40
Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2025. ....	41
Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2025. Ejecución no acotada. ....	42
Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución del plan total de inversiones año 2025. Ejecución acotada. ....	43
Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2025. ....	45
Tabla 3.13 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2025. ....	46
Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2025. ..	47

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

## 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.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, cada operador de red debe realizar seguimiento anual a la ejecución del plan de inversión aprobado y presentar un informe conforme a los formatos y al contenido mínimo que la CREG defina mediante circular. Para tal efecto, la CREG expidió las Circulares 024 y 047 de 2020, en las cuales se establecen dichas directrices.

En cumplimiento de estas disposiciones, en el presente documento se presenta el informe de seguimiento a la ejecución del plan de inversiones 2023-2027, aprobado para EPM como ajuste al plan 2020-2025 mediante las resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 de 2024.

Posteriormente, en agosto de 2024, EPM presentó la actualización correspondiente al plan 2025-2029, el cual fue aprobado mediante la Resolución CREG 501-171 de 2025. No obstante, esta resolución fue objeto de recurso por parte de EPM y, a la fecha de elaboración del presente informe de seguimiento, dicho recurso aún no ha sido resuelto por la Comisión, en consecuencia, para efectos del presente informe se presentan las cifras correspondientes al plan de inversiones 2023-2027, actualmente vigente. El seguimiento se realiza para el año siete del período tarifario, conforme a los formatos y al contenido mínimo establecidos en las circulares mencionadas.

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 2025 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 2025 en comparación con lo estipulado en el plan 2023 - 2027; 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.

## 1. CONTEXTO

### 1.1. Objetivo

Presentar el informe de seguimiento a la ejecución año 2025 del plan de inversiones periodo 2023 - 2027 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 2023 - 2027 y, para el año 2025, 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 2023 - 2027

De acuerdo con el artículo 22, ítem f, de la Resolución CREG 015 de 2018, es obligación de los Operadores de Red (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 fundamento en esta disposición, dentro de la solicitud de aprobación de ingresos y cargos presentada a la CREG, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) sometió a consideración el plan de inversiones regulatorio correspondiente al periodo 2019-2023, elaborado bajo los criterios, requisitos e instrucciones definidos en el Capítulo 6 de la citada resolución.

Posteriormente, en aplicación de lo estipulado en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, según 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 a dicho plan para los periodos 2021-2025 y 2023-2027. Este último fue aprobado mediante las Resoluciones CREG 501-066 de 2024 y 501-112 de 2024, constituyendo la aprobación definitiva del plan sometido.

Finalmente, en agosto de 2024, EPM radicó la actualización del Plan 2025-2029, el cual fue aprobado en la Resolución CREG 501-171 de 2025. No obstante, esta resolución fue objeto de recurso por parte de EPM, el cual, a la fecha de presentación del presente seguimiento, aún no ha sido resuelto por la Comisión, razón por la cual dicho plan no tiene aplicabilidad vigente. En consecuencia, para efectos del presente informe, se presentan las cifras aprobadas en el plan 2023-2027, en vigor.

Con relación al plan de inversiones 2023-2027, se destacan los siguientes aspectos:

### 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 2023 - 2027 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 2025 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 unos pocos usuarios rurales en los departamentos del Chocó, Córdoba y Caldas.

### 2.2.2. Activos operados

El sistema operado por EPM cubre un área geográfica aproximada de 63.612 km<sup>2</sup> y presenta un índice de cobertura de 99,78 %, calculado según la metodología PIEC, con corte a diciembre de 2025. Durante este año entraron en operación 49 circuitos en el sistema de distribución incluyendo 28 de fibra óptica y 3 de 110kV. Adicionalmente ingreso a operar una nueva subestación de energía.

Entre los proyectos más relevantes puestos en operación durante el periodo se destacan:

- **Subestaciones:** Entrada en operación de la nueva subestación Lagunas; el proyecto Solución alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño, que incluyó intervenciones en las subestaciones La Ceja y Rionegro; y el proyecto Expansión y confiabilidad de la subestación Caldas. Adicionalmente, se avanzó en la modernización de las subestaciones Ancón Sur y Miraflores.
- **Redes:** Se continuó con la ejecución del proyecto Expansión de la red de fibra óptica y de los proyectos de tracto continuo Expansión VP TyD y Reposición VP TyD, los cuales, por su volumen de inversión, representan las iniciativas más significativas en la incorporación de nuevas Unidades Constructivas (UC) al sistema. Asimismo, se destacan las obras de redes subterráneas asociadas a la subestación Caldas.

### 2.2.3. Cantidad de usuarios

La cantidad total de usuarios del sistema de comercialización regulado de EPM para el año 2025 alcanzó un valor de 2,954,722 usuarios. 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 2025.

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

Descripción/año	2025(E)*	2026(P)**	2027(P)**	2028(P)**	2029(P)**
Cantidad de usuarios	2,954,722	3,025,884	3,101,851	3,177,816	3,253,780

\* (E): atendidos en el año indicado, \*\*(P): proyectados en el horizonte de planeación

El promedio de crecimiento anual de clientes es de 2.44% para los próximos 5 años.

#### 2.2.4. Demanda de energía

En la Tabla 2.2 se presenta la demanda de energía real de 2025 y proyectada para el mercado regulado y no regulado de EPM (excluye otros comercializadores), en un horizonte de planeación de 5 años.

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

Descripción /año	2025(E)*	2026(P)**	2027(P)**	2028(P)**	2029(P)**
<b>Demanda Total [GWh]</b>	9,221	10,258	10,472	10,702	10,949

*\*(E): atendidos en el año indicado, \*\*(P): proyectados en el horizonte de planeación*

El crecimiento de la demanda de energía para el horizonte de 5 años es de 4.46%.

#### 2.2.5. Demanda de potencia

La demanda máxima de potencia del sistema eléctrico de EPM para el año 2025 fue de 1.826 MW, valor que representa un incremento del 4,7 % respecto a la demanda máxima registrada en 2024, la cual alcanzó 1.744 MW. Este valor corresponde a la potencia coincidente del sistema en el instante de mayor carga.

Es importante precisar que, para identificar posibles sobrecargas en los transformadores de potencia de las subestaciones, EPM realiza adicionalmente proyecciones de demanda no coincidente. Estas proyecciones estiman la potencia máxima por cada subestación de manera individual, siguiendo las metodologías de planeación definidas en el plan de inversiones regulatorio.

#### 2.2.6. Indicadores de calidad del servicio

Las metas de calidad aplicables a EPM fueron definidas inicialmente en la aprobación del Plan de Inversiones 2019-2023 y se mantuvieron sin modificaciones tras el ajuste del plan aprobado mediante las Resoluciones CREG 501-022 de 2022 y CREG 501-027 de 2022, correspondientes al periodo 2020-2025.

Posteriormente, en la modificación del plan para el periodo 2023-2027, aprobada en 2023, no se introdujeron cambios en las metas establecidas para ese año. Para los años posteriores, y de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.2.3.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 28 de la Resolución CREG 036 de 2019, se establece 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”.

En cumplimiento de lo anterior, la CREG fijó las metas de calidad para los años siguientes mediante las Resoluciones CREG 501-094 de 2024, para el año 2024, y CREG 501-152 de 2025, para el año 2025. Estas metas se presentan en la Tabla 2.3, junto con los valores reales obtenidos en el año 2025 y en los años anteriores.

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

Indicador Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAIDI [horas] Meta	12.84	11.82	10.87	10.00	9.20	10.896	10.024
SAIDI [horas] Real	14.23	11.46	13.39	13.14	12.42	10.68	9.14
Indicador Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAIFI [veces] Meta	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
SAIFI [veces] Real	7.29	6.67	8.18	7.87	7.78	6.56	5.68

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 2025 se cumplieron las metas de calidad en SAIDI y SAIFI.

### 2.2.7. Solicitudes de Conexión

EPM recibe constantemente solicitudes para la conexión de nuevos clientes residenciales, comerciales e industriales y durante el año 2025 EPM recibió solicitud de conexión para 87,008 nuevos usuarios en el servicio de energía eléctrica.

## 2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2023 - 2027

En concordancia con el marco regulatorio vigente y con los procesos de revisión y actualización del plan de inversiones previamente descritos, la CREG ha venido evaluando y autorizando los ajustes sucesivos presentados por EPM para asegurar la alineación del plan con las necesidades del sistema y los criterios regulatorios. En este contexto, si bien la actualización del Plan 2025-2029 fue aprobada mediante la Resolución CREG 501-171 de 2025, dicha decisión se encuentra en recurso interpuesto por EPM y, por tanto, aún no está en firme ni es aplicable. En consecuencia, para efectos de este informe, se presenta el plan vigente 2023-2027, que cuenta con aprobación regulatoria y constituye la referencia oficial para el desarrollo de las inversiones del OR.

Las inversiones incluidas en este plan se presentan de manera desagregada para facilitar su análisis desde diferentes perspectivas: 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 131 municipios, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.4 Inversiones plan 2023 - 2027 por municipio [valores en Millones de pesos de dic 2017].

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
ABEJORRAL	05002	8,218
ABRIAQUÍ	05004	2,498
ALEJANDRÍA	05021	2,739
AMAGÁ	05030	43,611
AMALFI	05031	20,874
ANDES	05034	23,662
ANGELÓPOLIS	05036	4,636
ANGOSTURA	05038	5,352
ANORÍ	05040	8,234
ANZÁ	05044	5,196
APARTADÓ	05045	46,812
ARBOLETES	05051	19,601
ARGELIA	05055	3,947
ARMENIA	05059	926
AYAPEL	23068	1,637
BARBOSA	05079	24,959
BELLO	05088	49,964
BELMIRA	05086	8,111
BETANIA	05091	3,270
BETULIA	05093	10,774
BRICEÑO	05107	5,242
BURITICÁ	05113	4,668
CÁCERES	05120	13,956
CAICEDO	05125	8,568
CALDAS	05129	32,415
CAMPAMENTO	05134	6,072
CAÑASGORDAS	05138	13,795
CARACOLÍ	05142	4,763
CARAMANTA	05145	1,342
CAREPA	05147	33,318
CARMEN DEL DARIÉN	27150	509
CAROLINA	05150	2,025
CAUCASIA	05154	56,018

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
CHIGORODÓ	05172	22,296
CISNEROS	05190	5,903
CIUDAD BOLÍVAR	05101	9,504
COCORNÁ	05197	13,315
CONCEPCIÓN	05206	4,933
CONCORDIA	05209	5,702
COPACABANA	05212	12,301
DABEIBA	05234	39,425
DONMATÍAS	05237	8,661
EBÉJICO	05240	12,020
EL BAGRE	05250	21,825
EL CARMEN DE ATRATO	27245	1,754
EL CARMEN DE VIBORAL	05148	21,439
EL SANTUARIO	05697	10,400
ENTRERRÍOS	05264	4,863
ENVIGADO	05266	50,176
FREDONIA	05282	20,641
FRONTINO	05284	11,399
GIRALDO	05306	2,083
GIRARDOTA	05308	24,915
GÓMEZ PLATA	05310	9,629
GRANADA	05313	8,895
GUADALUPE	05315	10,769
GUARNE	05318	55,982
GUATAPÉ	05321	16,000
HELICONIA	05347	3,051
HISPANIA	05353	16,777
ITAGÜÍ	05360	23,505
ITUANGO	05361	9,255
JARDÍN	05364	4,827
JERICÓ	05368	71,278
LA APARTADA	23350	863
LA CEJA	05376	11,605
LA DORADA	17380	46
LA ESTRELLA	05380	34,627
LA PINTADA	05390	1,471
LA UNIÓN	05400	5,989
LIBORINA	05411	7,331

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
MACEO	05425	13,647
MARINILLA	05440	21,445
MEDELLÍN	05001	271,458
MONTEBELLO	05467	2,968
MONTELÍBANO	23466	631
MUTATÁ	05480	25,599
NARIÑO	05483	7,673
NECHÍ	05495	18,566
NECOCLÍ	05490	37,579
OLAYA	05501	1,705
PEÑOL	05541	8,703
PEQUE	05543	5,232
PUEBLORRICO	05576	1,481
PUERTO BERRÍO	05579	22,415
PUERTO NARE	05585	13,526
PUERTO TRIUNFO	05591	18,605
REMEDIOS	05604	20,270
RETIRO	05607	11,096
RIONEGRO	05615	102,114
RIOSUCIO	27615	9,247
SABANALARGA	05628	4,143
SABANETA	05631	6,193
SALGAR	05642	5,869
SAN ANDRÉS DE CUERQUÍA	05647	3,946
SAN CARLOS	05649	20,268
SAN FRANCISCO	05652	39,516
SAN JERÓNIMO	05656	11,913
SAN JOSÉ DE LA MONTAÑA	05658	35,416
SAN JUAN DE URABÁ	05659	10,526
SAN LUIS	05660	5,843
SAN PEDRO DE LOS MILAGROS	05664	15,061
SAN PEDRO DE URABÁ	05665	37,593
SAN RAFAEL	05667	13,956
SAN ROQUE	05670	17,299
SAN VICENTE FERRER	05674	9,376
SANTA BÁRBARA	05679	14,288
SANTA FÉ DE ANTIOQUIA	05042	23,448
SANTA ROSA DE OSOS	05686	32,004

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
SANTO DOMINGO	05690	11,770
SEGOVIA	05736	11,640
SONSÓN	05756	19,956
SOPETRÁN	05761	14,942
TÁMESIS	05789	6,116
TARAZÁ	05790	18,622
TARSO	05792	9,598
TIERRALTA	23807	11
TITIRIBÍ	05809	6,167
TOLEDO	05819	6,473
TURBO	05837	109,765
URAMITA	05842	8,964
URRAO	05847	10,770
VALDIVIA	05854	11,283
VALPARAÍSO	05856	7,617
VEGACHÍ	05858	9,554
VENECIA	05861	8,559
YALÍ	05885	4,951
YARUMAL	05887	27,453
YOLOMBÓ	05890	17,149
YONDÓ	05893	22,079
ZARAGOZA	05895	18,312
<b>Total general</b>		<b>2,355,542</b>

Se observa que el municipio con mayor monto de inversión es Medellín, para un valor de inversión de 271,458 millones de pesos a invertir en el periodo 2023-2027, lo que equivale a un 11.5% del plan.

### 2.3.2. Inversiones por departamento

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

Tabla 2.5 Inversiones plan 2023 - 2027 por departamentos.

Departamento	Inversión Total*
Antioquia	2,340,843
Caldas	46
Chocó	11,510
Córdoba	3,143
<b>Total general</b>	<b>2,355,542</b>

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

El departamento de Antioquia es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 2,340,843 millones de pesos, correspondientes al 99.38% 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 2023 - 2027 por tipo de inversión.

Tipo proyecto*	Total inversiones**
Tipo I	361,582
Tipo II	1,144,948
Tipo III	629,015
Tipo IV	219,997
<b>Total general</b>	<b>2,355,542</b>

*\* 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 1,144,948 millones de pesos, lo que corresponde al 49% del plan. Por otra parte, 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 990,597 millones de pesos, lo cual representa un 42% 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 2023 - 2027 por nivel de tensión.

Nivel de tensión	Total*
1	612,090
2	1,133,102
3	324,832
4	285,518
<b>Total general</b>	<b>2,355,542</b>

\* 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 1,133,102 millones de pesos, correspondientes al 48% del plan.

### 2.3.5. Inversiones por categoría de activos

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

Tabla 2.8 Inversiones plan 2023 - 2027 por categoría de activos.

Categoría	Descripción categoría	Total*
1	Transformadores de potencia	118,386
2	Compensaciones	0
3	Bahías y celdas	101,826
4	Equipos de control y comunicaciones	157,673
5	Equipos de subestación	22,236
6	Otros activos subestación	45,997
7	Líneas aéreas	967,631
8	Líneas subterráneas	101,174
9	Equipos de línea	178,110
10	Centro de control	50,419
11	Transformadores de distribución	198,266
12	Redes de distribución	413,824
<b>Total general</b>		<b>2,355,542</b>

\* 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 967,361 millones de pesos, lo que corresponde al 41% 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 2023 - 2027 según su clasificación.

Clasificación	Total inversiones*
<i>Expansión</i>	1,182,034
<i>Reposición</i>	929,323
<i>Calidad del servicio</i>	148,074
<i>Reducción y mantenimiento de pérdidas</i>	96,111
<b>Total general</b>	<b>2,355,542</b>

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

El monto más grande de inversión se proyecta para la expansión de activos, por un valor de 1,182,034 millones de pesos, equivalente al 50% 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 2023 - 2027, se destacan principalmente los siguientes proyectos, dada su gran relevancia para EPM y para los usuarios y regiones que atiende:

- El proyecto Expansión VP T&D, el cual está enfocado en la atención de la demanda en instalaciones existentes y es el proyecto con mayor inversión para el periodo cubierto por el plan aprobado.
- Nuevas subestaciones Bajirá, Ayurá, Guarcama, Industriales, Lagunas y Maderos.
- Proyectos de conexión de generación para mejorar la capacidad del sistema como lo son los parques solares Inti, Urabá 1 y 2 y Manglares y las PCHs Aures Alto, Conde, EL Remanso, Guaico, La Aurrá, Mulatos, Nare, Noque, santa Inés, Sirgua y TZ II.
- Ampliación de capacidad en las subestaciones Necoclí, Rodeo, Andes y Caldas y conexión al STN de las subestaciones San Lorenzo II y Carrieles.
- Continuación de la expansión de la Fibra óptica.
- Modernización de las subestaciones Ancón Sur, Betulia, Guadalupe IV, Miraflores, El Limón, Valparaíso y Doradal.
- Mejoramiento de Calidad en Media Tensión, para mejorar el servicio prestado a los usuarios finales.
- Gestión y Control de Pérdidas de Energía, el cual, está enfocado en el control de las pérdidas del sistema de EPM.
- Programas de reposición de activos como Reposición VPT&D, Reposición subestaciones y líneas, Reposición de cables y transformadores y PRAS

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO - AÑO 2025

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 2023 - 2027.

Nombre del proyecto	Inversión total*
<i>Expansión VP T&amp;D</i>	879,846,252,739
<i>Nueva subestación Bajirá</i>	11,232,594,174
<i>Nueva subestación (sector Ayurá)</i>	17,140,968,732
<i>Nueva subestación Guarcama 110 kV</i>	29,575,707,444
<i>Nueva subestación Industriales 110/44/13.2 kV</i>	24,920,027,682
<i>Nueva subestación Lagunas 110 kV</i>	11,164,229,728
<i>Nueva subestación Maderos 44/13.2 kV</i>	5,710,046,467
<i>Conexión Parque Solar Inti 9.9 MW - Subestación Caucasia 44 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión parque solar Urabá 1 de 9.9 MW - Subestación Urabá 44 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión parque solar Urabá 2 de 19.9 MW - Subestación Urabá 110 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión Planta Solar Manglares 99 MW - Subestación Urabá 110 kV</i>	367,265,000
<i>Conexión PCH Aures Alto 20 MW - Subestación Sonsón 110 kV</i>	567,965,000
<i>Conexión PCH Conde 3.5 MW - Subestación Valparaíso 13.2 kV</i>	84,778,000
<i>Conexión PCH El Remanso 17 MW - Subestación Chorodó 110 kV</i>	486,772,000
<i>Conexión PCH Guaico 1,2 MW y PCH Vequedo 2,6 MW - Subestación Valparaíso</i>	158,678,000
<i>Conexión PCH La Aurrá - La Sucia 14 MW - Subestación San Jerónimo 44 kV</i>	265,050,000
<i>Conexión PCH Mulatos I 9.2 MW - Subestación Bolombolo 44 kV</i>	354,249,000
<i>Conexión PCH Nare 20 MW - Subestación Guatapé 110 kV</i>	641,145,000
<i>Conexión PCH Noque 9,9 MW - Subestación Santa Fe de Antioquia 44 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión PCH Santa Inés 9 MW - Subestación Guarcama 44 kV</i>	79,339,000
<i>Conexión PCH Sirgua 10 MW - Subestación Sonsón 110 kV</i>	440,445,000
<i>Conexión PCH TZ II 10.5 MW - Subestación Tarazá 44 kV</i>	2,113,397,625
<i>Ampliación capacidad subestación Necoclí</i>	3,991,157,100
<i>Ampliación capacidad subestación Rodeo 110/44/13.2 kV</i>	34,112,581,750
<i>Ampliación y normalización subestación Andes 44/13.2 kV</i>	7,895,543,135
<i>Expansión y confiabilidad subestación Caldas</i>	16,101,434,740
<i>Conexión al STN SE Carrieles 220 kV</i>	96,814,151,871
<i>Conexión al STN SE San Lorenzo II</i>	35,809,445,673
<i>Expansión de la red de fibra óptica</i>	31,370,664,725
<i>Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV</i>	21,388,863,122
<i>Modernización subestación Betulia 44/13.2 kV</i>	3,759,036,730
<i>Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV</i>	3,560,640,664
<i>Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV</i>	11,184,326,895
<i>Modernización y adecuación subestación Doradal 44/13.2 kV</i>	4,195,037,430
<i>Normalización de la subestación El Limón 44/13.2 kV</i>	437,751,735

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

Nombre del proyecto	Inversión total*
Normalización subestación Valparaíso 44/13,2 kV	3,685,730,560
Plan mejoramiento calidad del servicio	148,073,968,000
Gestión y control pérdidas de energía - EPM	96,111,050,785
Reposición VP T&D	299,894,669,353
Reposición de subestaciones y líneas	729,437,000
Reposición de cables y transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3	299,898,749,000
Programa de reposición de Activos en Subestaciones (PRAS)	47,013,055,701
<b>Total general</b>	<b>2,151,468,926,558</b>

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

En conjunto, estos proyectos suman un monto total de 2,151,468 millones de pesos, lo que representa el 91% del total de inversiones del plan 2023-2027.

### 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
$CRR_j$	7,454,265,417,115
$CRR_j * 8\%$	596,341,233,369
Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.	

En la resolución CREG 015 de 2018, en el numeral 6.4 literal b se indica:

*“b. Revisión del valor de las inversiones del plan para los niveles 1, 2 y 3 y su comparación con el valor máximo permitido.*

*El valor de la variable  $VPIE_{j,t}$ , calculada como aparece en el numeral 6.4.1 no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia  $CRR_j$ , calculado según lo establecido en el numeral 6.4.2.”*

El 8% del CRR es 596,341 Millones de pesos. Si comparamos las inversiones aprobadas para cada uno de los años, en los niveles de tensión 1, 2 y 3 (VPIE), vemos que en ningún año el valor está por encima de la restricción mencionada. Estos resultados se pueden observar en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12 Comparación VPIE con 8% del CRR para niveles 1, 2 y 3

Año	VPIE <sub>j,t</sub>
2023	446,243,250,466
2024	400,265,067,259
2025	441,855,879,746
2026	415,930,161,513
2027	365,729,619,754
<b>Total general</b>	<b>2,070,023,978,738</b>

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

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

#### ▪ Metas de Calidad del servicio

De acuerdo con el numeral 5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, la calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL) se evalúa a partir de la duración y frecuencia de las interrupciones percibidas por los usuarios conectados a la red del Operador de Red (OR). Para ello, la regulación define indicadores que permiten medir tanto el desempeño promedio del sistema como el nivel de calidad entregado a cada usuario.

En materia de calidad media del servicio, la regulación establece dos indicadores principales:

- SAIDI, que mide la duración total de las interrupciones.
- SAIFI, que mide la frecuencia de las interrupciones.

Para cada OR, la CREG fija metas anuales de estos indicadores denominadas SAIDI<sub>Mj,t</sub> y SAIFI<sub>Mj,t</sub>, junto con una banda de indiferencia de  $\pm 0,5\%$ , dentro de la cual se considera que la meta se cumple si el resultado anual se ubica dentro de este intervalo o por debajo de su límite inferior.

En el caso de EPM, las metas definidas durante el periodo tarifario inicial 2019-2023, así como las metas adicionales establecidas por la CREG para los años 2024 y 2025, se presentan en la Tabla 2.13 (SAIDI) y la Tabla 2.14 (SAIFI), acompañadas de los resultados reales obtenidos en cada año.

Es importante precisar que, según lo dispuesto en el numeral 5.2.3.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 28 de la Resolución CREG 036 de 2019, una vez finalizado el quinto año del periodo tarifario, corresponde a la CREG estimar y publicar las metas de calidad anual para cada OR hasta tanto sea expedida una nueva regulación. En aplicación de esta disposición, las metas vigentes para el año 2025 fueron aprobadas mediante la Resolución CREG 501-152 de 2025.

Tabla 2.13 Metas del indicador de duración de eventos, [valores en horas al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI <sub>Mj,t</sub>	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	10.842	10.896	10.951
2025	9,974	10,024	10,074

Tabla 2.14 Metas del indicador de frecuencia de eventos, [valores en cantidad de eventos al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI <sub>Mj,t</sub>	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	8.955	9.000	9.045
2025	8.955	9.000	9.045

La calidad individual del servicio percibida por cada usuario del SDL se evalúa a través de los indicadores DIUG y FIUG, los cuales miden, respectivamente, la duración y frecuencia de las interrupciones experimentadas a nivel particular. La regulación establece para cada Operador de Red (OR) un conjunto de metas de calidad mínima garantizada, representadas por los indicadores DIUG<sub>j,n,q</sub> y FIUG<sub>j,n,q</sub>, definidos para grupos de calidad que consideran variables como el riesgo de falla y el nivel de ruralidad.

Para cada usuario, se entiende que la calidad mínima garantizada se cumple cuando los valores anuales de DIUG y FIUG son iguales o inferiores a los límites establecidos para su respectivo grupo de calidad.

En el caso de EPM, los indicadores de calidad individual aprobados en el Plan de Inversiones 2019-2023 se mantuvieron vigentes hasta el año 2023. A partir de ese momento aplica lo dispuesto en el numeral 5.2.4.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, que establece:

*“Después del año 5 del periodo tarifario, los indicadores DIUG y FIUG para cada OR que se usarán para aplicar el esquema de compensaciones corresponderán al 80% de los DIUG y FIUG estimados según lo indicado en el numeral 5.2.5.”*

En consecuencia, los valores aprobados para EPM –presentados en la Tabla 2.15 (DIUG<sub>j,n,q</sub>) y la Tabla 2.16 (FIUG<sub>j,n,q</sub>), con referencia al año base 2016– se reducen en 20 % a partir del año 2024, lo que implica metas más estrictas y un umbral de calidad individual más exigente para el operador de red.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

Tabla 2.15 Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2025.

	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	-	5.59	12.31	-	8.91	30.52
Riesgo 2	3.78	9.70	9.98	6.46	12.57	36.32
Riesgo 3	14.90	5.06	13.34	17.77	17.29	78.76

Tabla 2.16 Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2025.

	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	-	6.4	6.4	-	8.0	15.20
Riesgo 2	2.4	7.2	8.00	4.00	10.4	16.00
Riesgo 3	16.00	4.8	10.4	16.8	16.8	31.2

▪ **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 son:

- Pérdidas Eficientes NT1: 10.41%
- Pérdidas Eficientes NT2: 1.12%
- Pérdidas Eficientes NT3: 1.21%

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

Los montos de inversión planeados y aprobados para EPM en el periodo 2023-2027 se presentan en la Tabla 2.17, por año, nivel de tensión y categoría de activos (l).

Tabla 2.17 Inversiones proyectadas para el periodo 2023 - 2027 [ \$ - dic 2017].

l	Nivel de tensión 4				
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
l = 1	0	434,073,502	40,898,520,000	0	0
l = 2	0	0	0	0	0
l = 3	5,530,853,634	3,458,665,607	11,301,649,957	10,996,522,512	2,155,176,960
l = 4	3,505,079,129	2,264,828,000	3,993,541,869	25,469,868,000	644,022,000
l = 5	11,168,540,432	914,814,000	1,727,982,000	2,439,504,000	508,230,000
l = 6	7,136,724,457	1,220,240,000	10,068,039,000	7,249,185,000	2,178,402,000
l = 7	25,902,010,578	0	32,621,016,207	29,811,542,100	7,717,078,000
l = 8	10,000,594,820	0	5,872,856,800	1,522,029,880	0
l = 9	0	0	0	0	0
l = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
<b>Total</b>	<b>67,388,863,722</b>	<b>11,041,335,089</b>	<b>112,017,292,014</b>	<b>80,716,997,062</b>	<b>14,353,501,627</b>

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2025

<i>l</i>	Nivel de tensión 3				
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 1	5,817,575,250	1,698,334,500	10,886,921,667	14,259,441,064	849,167,250
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 3	4,740,135,191	2,714,830,448	5,816,875,663	10,305,116,527	1,992,564,904
<i>l</i> = 4	1,835,326,656	1,660,394,000	3,226,806,837	13,565,554,000	1,107,941,000
<i>l</i> = 5	194,964,000	301,308,000	497,579,000	289,492,000	124,068,000
<i>l</i> = 6	2,589,421,000	1,054,776,000	3,818,867,000	1,791,058,000	408,967,000
<i>l</i> = 7	74,505,600,239	38,594,696,379	31,606,637,333	11,823,102,700	47,670,754,933
<i>l</i> = 8	615,745,540	1,916,212,249	56,502,580	1,058,753,507	418,052,700
<i>l</i> = 9	720,526,000	2,623,215,000	3,458,526,000	693,015,000	717,177,000
<i>l</i> = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
<b>Total</b>	<b>95,164,354,548</b>	<b>53,312,480,556</b>	<b>64,902,402,261</b>	<b>57,013,878,368</b>	<b>54,439,285,454</b>
<i>l</i>	Nivel de tensión 2				
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 1	4,840,212,250	5,095,003,500	14,669,443,333	13,824,898,936	5,112,319,750
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 3	8,162,696,201	3,207,003,264	16,080,654,292	9,927,255,473	5,435,947,586
<i>l</i> = 4	15,605,802,575	16,940,549,230	23,659,302,495	30,851,923,460	13,341,613,230
<i>l</i> = 5	1,008,571,000	453,080,000	1,313,796,660	603,586,660	690,685,660
<i>l</i> = 6	1,220,717,000	252,246,000	2,671,503,000	3,023,111,000	1,314,124,000
<i>l</i> = 7	134,997,291,231	141,981,583,948	137,119,904,884	135,093,610,829	118,186,337,106
<i>l</i> = 8	15,477,797,465	17,384,130,488	15,694,280,795	14,121,802,190	17,034,875,110
<i>l</i> = 9	34,815,848,000	34,410,659,000	33,987,565,000	33,393,668,000	33,289,776,000
<i>l</i> = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
<b>Total</b>	<b>220,273,996,394</b>	<b>222,472,969,410</b>	<b>250,730,136,640</b>	<b>244,068,202,118</b>	<b>195,556,271,109</b>
<i>l</i>	Nivel de tensión 1				
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 11	42,857,645,000	38,784,796,000	39,237,543,000	38,663,152,000	38,722,512,000
<i>l</i> = 12	87,947,254,524	85,694,821,293	86,985,797,845	76,184,929,027	77,011,551,191
<b>Total</b>	<b>130,804,899,524</b>	<b>124,479,617,293</b>	<b>126,223,340,845</b>	<b>114,848,081,027</b>	<b>115,734,063,191</b>
<b>Total plan anual</b>	<b>513,632,114,188</b>	<b>411,306,402,348</b>	<b>553,873,171,760</b>	<b>496,647,158,575</b>	<b>380,083,121,381</b>

## 2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2025

Para el séptimo año del periodo tarifario (año 2025), dentro del plan 2023 - 2027 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 2025

Los proyectos de inversión aprobados para su ejecución en el año 2025 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 2025.

Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo inversión
Actualización terminales remotas en subestaciones de Transmisión y Distribución Energía	2, 3, 4	III
Ampliación capacidad subestación Necoclí	2, 3, 4	I, II, III
Ampliación de transformadores por agotamiento de capacidad	2, 3, 4	I, II, III
Canalización de líneas Bello- Central 110 kV y Castilla - Central 110 kV _ Plan Parcial Tricentenario	4	III, IV
Conexión al STN SE Carrieles 220 kV	2, 3, 4	II
Conexión al STN SE San Lorenzo II	2, 3, 4	I, II, III
Conexión Metro de la 80 - Subestación Colombia 110/13,8 kV	2, 3, 4	II, III
Conexión ODC 8 MW - Subestación Caucaasia 110 kV	2, 3, 4	II
Conexión PCH Conde 3.5 MW - Subestación Valparaíso 13.2 kV	2, 3, 4	II
Conexión PCH Nare 20 MW - Subestación Guatapé 110 kV	2, 3, 4	II
Expansión del Norte del Valle de Aburrá - Fase I	2, 3, 4	II
Expansión VP T&D	1, 2, 3	I, II, III, IV
Expansión y confiabilidad subestación Caldas	2, 3, 4	I, II, III
Gestión y control pérdidas de energía - EPM	1, 2	II, III, IV
Instalación del transformador de Neutro en Malena	3	II
Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
Modernización y adecuación subestación Doradal 44/13.2 kV	2, 3, 4	I, II, III
Nueva subestación Bajirá	2, 3, 4	I, II, III
Nueva subestación Lagunas 110 kV	2, 3, 4	II, III
Nueva subestación Maderos 44/13.2 kV	2, 3, 4	II
Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV	4	II, III
Plan mejoramiento calidad del servicio	2, 3	IV
Redes subterráneas subestación Caldas	2	II

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO  
- AÑO 2025**

Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo inversión
Reposición de Cables Subterráneos y Canalizaciones en las Subestaciones Ancón Sur, Bello y Zamora	2	II, III
Reposición de cables y transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3	1, 2, 3	III, IV
Reposición VP T&D	2, 3	I, II, III, 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 el anexo 2.

#### 2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2025

Las inversiones aprobadas para ser ejecutadas en el año 2025, y que se derivan de los proyectos indicados en el numeral 2.4.1, se incluyen en la variable  $INVA_{j,n,l,7}$ , 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 2025.

$l$	Descripción	$INVA_{j,n,l,7}^*$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	14,669,443,333	10,886,921,667	40,898,520,000	66,454,885,000
2	Compensación reactiva	-				0
3	Bahías y celdas	-	16,080,654,292	5,816,875,663	11,301,649,957	33,199,179,912
4	Equipos de control y comunicaciones	-	23,659,302,495	3,226,806,837	3,993,541,869	30,879,651,201
5	Equipos de subestación	-	1,313,796,660	497,579,000	1,727,982,000	3,539,357,660
6	Otros activos subestación	-	2,671,503,000	3,818,867,000	10,068,039,000	16,558,409,000
7	Líneas aéreas	-	137,119,904,884	31,606,637,333	32621016207	201,347,558,424
8	Líneas subterráneas	-	15,694,280,795	56,502,580	5872856800	21,623,640,175
9	Equipos de línea	-	33,987,565,000	3,458,526,000		37,446,091,000
10	Centro de control	-	5,533,686,181	5,533,686,181	5,533,686,181	16,601,058,543
11	Transformadores de distribución	39,237,543,000	0	0	0	39,237,543,000
12	Redes de distribución	86,985,797,845	0	0	-	86,985,797,845
<b>TOTAL</b>		<b>126,223,340,845</b>	<b>250,730,136,640</b>	<b>64,902,402,261</b>	<b>112,017,292,014</b>	<b>553,873,171,760</b>

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

Se identifica una inversión total planeada de \$553.873.171.760. Para el cálculo de la variable  $VPIE_{j,t}$  correspondiente al año 2025, se consideran únicamente los tres

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2025

primeros niveles de tensión, obteniéndose un valor de \$441.885.879.746. Este resultado se compara con el  $Crr$  establecido en la Tabla 2.11, cuyo valor es \$596.493.672.037. Dado que el valor calculado se encuentra por debajo del límite definido, se concluye que la condición requerida se cumple satisfactoriamente.

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

### 2.4.3. Plan de Expansión de Cobertura PECOR 2025

El Plan de Expansión de Cobertura - PECOR para el año 2025 fue aprobado mediante la Resolución CREG 501-171 de 2025, la cual, a su vez, se fundamenta en la aprobación de la UPME con radicado 20241020006305. En dicho plan se autorizaron 74 proyectos con posibilidad de interconexión a la red y un total de 266 viviendas como potenciales beneficiarias.

Aunque EPM interpuso recurso contra la resolución mencionada, este no se dirigió específicamente al PECOR, ya que dicho plan fue aprobado en su totalidad. No obstante, el PECOR hace parte de la misma resolución que contiene el PIR 2025-2029, el cual sí fue objeto de recurso; por esta razón, la aprobación final aún se encuentra pendiente.

A pesar de ello, los valores aprobados, que previsiblemente se mantendrán en la decisión definitiva, se presentan por nivel de tensión y categoría como resultado del cálculo de la variable IAEC, tal como se muestra en la Tabla 2.20.

Tabla 2.20 Plan de expansión de cobertura 2025 [pesos dic 2017].

$l$	Descripción	IAEC $_{j,n,l,7}^*$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-				-
2	Compensación reactiva	-				-
3	Bahías y celdas	-				-
4	Equipos de control y comunicaciones	-				-
5	Equipos de subestación	-				-
6	Otros activos subestación	-				-
7	Líneas aéreas	-	4,218,900,909			4,218,900,909
8	Líneas subterráneas	-				-
9	Equipos de línea	-	26,097,120			26,097,120
10	Centro de control	-				-
11	Transformadores de distribución	1,069,730,280				1,069,730,280
12	Redes de distribución	961,299,522				961,299,522

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

l	Descripción	IAEC <sub>j,n,l,7</sub> *				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
	<b>TOTAL</b>	<b>2,031,029,802</b>	<b>4,244,998,029</b>			<b>6,276,027,831</b>

#### 2.4.4. Plan inversiones total aprobado 2025

El total del plan de inversiones aprobado para el año 2025 corresponde a la suma de la variable  $INVA_{j,n,l,7}$  presentada en la Tabla 2.19 y del plan aprobado de expansión de cobertura incluido en la Tabla 2.20. Sin embargo, tal como se indicó en el numeral anterior, el PECOR aún no cuenta con aprobación definitiva. Por lo tanto, y de manera provisional, la Tabla 2.21 no incorpora dicha variable en su consolidado.

Tabla 2.21 Plan inversiones total aprobado 2025

l	Descripción	INVA <sub>j,n,l,7</sub> *				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	14,669,443,333	10,886,921,667	40,898,520,000	66,454,885,000
2	Compensación reactiva	-				0
3	Bahías y celdas	-	16,080,654,292	5,816,875,663	11,301,649,957	33,199,179,912
4	Equipos de control y comunicaciones	-	23,659,302,495	3,226,806,837	3,993,541,869	30,879,651,201
5	Equipos de subestación	-	1,313,796,660	497,579,000	1,727,982,000	3,539,357,660
6	Otros activos subestación	-	2,671,503,000	3,818,867,000	10,068,039,000	16,558,409,000
7	Líneas aéreas	-	137,119,904,884	31,606,637,333	32621016207	201,347,558,424
8	Líneas subterráneas	-	15,694,280,795	56,502,580	5872856800	21,623,640,175
9	Equipos de línea	-	33,987,565,000	3,458,526,000		37,446,091,000
10	Centro de control	-	5,533,686,181	5,533,686,181	5,533,686,181	16,601,058,543
11	Transformadores de distribución	39,237,543,000	0	0	0	39,237,543,000
12	Redes de distribución	86,985,797,845	0	0	-	86,985,797,845
	<b>TOTAL</b>	<b>126,223,340,845</b>	<b>250,730,136,640</b>	<b>64,902,402,261</b>	<b>112,017,292,014</b>	<b>553,873,171,760</b>

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

#### 2.4.5. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2025

Para el año 2025 las metas de calidad media fueron aprobadas mediante la Resolución CREG 501-152 de 2025, las cuales se muestran en la Tabla 2.22 para el SAIDI y Tabla 2.23 para el SAIFI.

Tabla 2.22 Metas del indicador de duración de eventos año 2025.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI <sub>M<sub>j,t</sub></sub>	Límite superior banda indiferencia
2025	9,974	10,024	10,074
<i>valores en horas al año</i>			

Tabla 2.23 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2025.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI <sub>M<sub>j,t</sub></sub>	Límite superior banda indiferencia
2025	8.955	9.000	9.045
<i>Valores en cantidad de eventos al año</i>			

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

Para el caso de las metas de calidad individual, estas están determinadas por los indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario,  $DIUG_{j,n,q}$  y  $FIUG_{j,n,q}$ , y corresponden a los valores presentados en la Tabla 2.15 y la Tabla 2.16 respectivamente. 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.

#### 2.4.6. Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2025

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 2.24 se presentan los indicadores de pérdidas eficientes aprobados para el año 2025.

Tabla 2.24 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2025.

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 2025

En este numeral se presentan las inversiones finalmente ejecutadas por EPM en el año 2025 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 2025

Las inversiones en activos relacionados a los proyectos del plan, ejecutadas en el año 2025, se presentan a continuación:

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

Las inversiones en activos puestos en operación en el año 2025 se incluyen en la variable  $INVR_{j,n,l,7}$ , 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 2025. Sin Acote.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,7}$ - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	4,441,266,104	2,888,490,000	-	7,329,756,104
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	6,316,394,660	2,851,575,498	6,602,879,899	15,770,850,057
4	Equipos de control y comunicaciones	-	14,170,081,006	1,510,294,837	2,916,419,246	18,596,795,089
5	Equipos de subestación	-	450,639,320	321,884,000	1,321,398,000	2,093,921,320
6	Otros activos subestación	-	3,594,134,000	1,378,240,650	7,043,855,624	12,016,230,274
7	Líneas aéreas	-	141,805,901,704	29,324,535,006	28,543,963,734	199,674,400,444
8	Líneas subterráneas	-	30,085,055,477	296,672,822	-	30,381,728,299
9	Equipos de línea	-	65,103,697,000	1,811,865,000	-	66,915,562,000
10	Centro de control	-	7,293,554,317	7,293,554,317	7,293,554,317	21,880,662,951
11	Transformadores de distribución	45,199,416,000	-	-	-	45,199,416,000
12	Redes de distribución	74,676,034,092	-	-	-	74,676,034,092
<b>TOTAL</b>		<b>119,875,450,092</b>	<b>273,260,723,588</b>	<b>47,677,112,130</b>	<b>53,722,070,820</b>	<b>494,535,356,630</b>

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

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

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  $1.1*(INVA_{j,n,l,7}$  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 2025, acotados con la fórmula  $1.1*INVA_{j,n,l,7}$  para N1, N2 y N3.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,7}^*$ - valores acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	4,441,266,104	2,888,490,000	-	7,329,756,104
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	6,316,394,660	2,851,575,498	6,602,879,899	15,770,850,057
4	Equipos de control y comunicaciones	-	14,170,081,006	1,510,294,837	2,916,419,246	18,596,795,089
5	Equipos de subestación	-	450,639,320	321,884,000	1,321,398,000	2,093,921,320
6	Otros activos subestación	-	2,938,653,300	1,378,240,650	7,043,855,624	11,360,749,574
7	Líneas aéreas	-	141,805,901,704	29,324,535,006	28,543,963,734	199,674,400,444
8	Líneas subterráneas	-	17,263,708,875	62,152,838	-	17,325,861,713
9	Equipos de línea	-	37,386,321,500	1,811,865,000	-	39,198,186,500
10	Centro de control	-	6,087,054,799	6,087,054,799	7,293,554,317	19,467,663,915
11	Transformadores de distribución	43,161,297,300	-	-	-	43,161,297,300
12	Redes de distribución	74,676,034,092	-	-	-	74,676,034,092
<b>TOTAL</b>		<b>117,837,331,392</b>	<b>230,860,021,267</b>	<b>46,236,092,628</b>	<b>53,722,070,820</b>	<b>448,655,516,107</b>

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

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

Respecto a la ejecución del año 2024, para calcular el  $INVR_{j,n,l,6}$  máximo reconocido también se aplicó la misma condición de acote antes mencionada, en función de lo planeado en 2024. Al limitar la variable  $INVR_{j,n,l,6}$ , quedaron pendiente por remunerar los valores sobrantes o excedentes que se presentan en la Tabla 3.3, los cuales, fueron ejecutados en 2024, pero de manera adicional al límite de la variable  $INVR_{j,n,l,6}$ . Por lo anterior, y considerando lo dicho en el numeral 3.1.1.2, de la resolución CREG 015 del 2018, estos valores pueden ser incluidos en la variable  $INVR_{j,n,l,7}$  del año 2025.

Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024.

l	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,6}^*$ - pendientes por remunerar en el 2024				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	2,038,001,400	679,333,800	-	2,717,335,200
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	836,930,750	-	-	836,930,750
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	-	-	-
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	-
6	Otros activos subestación	-	1,312,447,400	-	-	1,312,447,400
7	Líneas aéreas	-	-	-	-	-
8	Líneas subterráneas	-	22,934,699,968	-	-	22,934,699,968
9	Equipos de línea	-	21,438,100,492	-	-	21,438,100,492
10	Centro de control	-	-	-	-	-
11	Transformadores de distribución	1,216,659,236	-	-	-	1,216,659,236
12	Redes de distribución	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>1,216,659,236</b>	<b>48,560,180,010</b>	<b>679,333,800</b>	<b>-</b>	<b>50,456,173,046</b>

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

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

A continuación, para el reconocimiento de los excedentes que quedaron pendiente de remunerar en el 2024, al resultado por categoría y nivel de tensión, dado en la Tabla 3.2, se le adiciona la ejecución excedente del  $INVR_{j,n,l,6}$  año 2024, presentada en la Tabla 3.3, con lo cual, se logra el valor del  $INVR_{j,n,l,7}$  a ser considerado para el cálculo de la base de activos nuevos del año siguiente (2025). 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 2025 acotados con la fórmula  $1.1*INVA_{j,n,l,7}$  para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2024.

l	Descripción	<i>INVR<sub>j,n,l,7</sub>* valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente de 2024</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	6,479,267,504	3,567,823,800	-	10,047,091,304
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	7,153,325,410	2,851,575,498	6,602,879,899	16,607,780,807
4	Equipos de control y comunicaciones	-	14,170,081,006	1,510,294,837	2,916,419,246	18,596,795,089
5	Equipos de subestación	-	450,639,320	321,884,000	1,321,398,000	2,093,921,320
6	Otros activos subestación	-	4,251,100,700	1,378,240,650	7,043,855,624	12,673,196,974
7	Líneas aéreas	-	141,805,901,704	29,324,535,006	28,543,963,734	199,674,400,444
8	Líneas subterráneas	-	40,198,408,843	62,152,838	-	40,260,561,681
9	Equipos de línea	-	58,824,421,992	1,811,865,000	-	60,636,286,992
10	Centro de control	-	6,087,054,799	6,087,054,799	7,293,554,317	19,467,663,915
11	Transformadores de distribución	44,377,956,536	-	-	-	44,377,956,536
12	Redes de distribución	74,676,034,092	-	-	-	74,676,034,092
<b>TOTAL</b>		<b>119,053,990,628</b>	<b>279,420,201,277</b>	<b>46,915,426,428</b>	<b>53,722,070,820</b>	<b>499,111,689,153</b>

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

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2025

Ahora, para calcular el excedente de inversiones ejecutadas en el año 2025 y que serán incluidas y reconocidas en la ejecución del año 2026, 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 2025.

I	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,7}^*$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	-	-	-
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	-
6	Otros activos subestación	-	655,480,700	-	-	655,480,700
7	Líneas aéreas	-	-	-	-	-
8	Líneas subterráneas	-	12,821,346,603	234,519,984	-	13,055,866,587
9	Equipos de línea	-	27,717,375,500	-	-	27,717,375,500
10	Centro de control	-	1,206,499,518	1,206,499,518	-	2,412,999,036
11	Transformadores de distribución	2,038,118,700	-	-	-	2,038,118,700
12	Redes de distribución	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>2,038,118,700</b>	<b>42,400,702,321</b>	<b>1,441,019,502</b>	<b>-</b>	<b>45,879,840,523</b>

\*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 2025 el total de los excedentes de inversiones de la variable  $INVR_{j,n,l,t}$  fue de \$ 4,576,332,523 menor a los obtenidos en el año 2024.

Del total de las inversiones realizadas en 2025 (\$ 494,535,356,630) dadas en la Tabla 3.1, \$ 45,879,840,523 excedieron el límite permitido acorde con la Tabla 3.5, lo que representa un 9.28% de ejecución que queda sin remunerar y que podrán incluirse en las inversiones ejecutadas en el año 2026, para su reconocimiento.

De la inversión aprobada en el plan de inversiones, por valor de \$ 553,873,171,760, se ejecutaron sin acotar \$ 494,535,356,630, lo que corresponde a un porcentaje de ejecución del 89.29% respecto al plan aprobado. Si se considera la ejecución acotada

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

de la Tabla 3.2, por valor de \$ 448,655,516,107, el porcentaje de ejecución considerado sería del 81%. Si, además se considera el valor acotado más el excedente del año 2024, presentado en la Tabla 3.4, por valor de \$ 499,111,689,153, el porcentaje de ejecución definido para el año 2025 sería del 90.11%. Se observa que, en cualquier caso, el valor de ejecución del año 2025 también está por debajo del 8% del CRR.

Los valores de ejecución de inversiones pueden presentarse también considerando una desagregación en niveles de tensión ( $n$ ), categoría de activos ( $l$ ) y tipo de inversión ( $TI$ ), la cual está contenida en la variable  $INVTR_{j,n,TI,l,t}$ . Para el año 2025 la variable  $INVTR_{j,n,TI,l,7}$  se presenta en el Anexo 1.

### 3.1.2. Inversiones ejecutadas por proyectos del plan

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2025, para cada uno de los proyectos del plan, se presentan en el Anexo 2.

### 3.1.3. Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura

Con respecto al plan de expansión de cobertura año 2025, la CREG aún no ha dado su aprobación. Sin embargo, este ya cuenta con concepto UPME 202410200063051 y fue ejecutado por EPM como inversiones adicionales a las presentadas en los numerales 3.1.1 y 3.1.2.

Para el cálculo del ingreso no se incluyó la valoración de estos activos, debido a que no han sido aprobados. Se realizó la ejecución para el año 2025 de acuerdo con los valores presentados en la

Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Inversiones en activos PECOR puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2025. Sin Acote. Pendientes de Aprobación CREG

$l$	Descripción	$IREC_{j,n,l,7}^*$ - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	186,717,960	-	-	186,717,960
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	-
6	Otros activos subestación	-	-	-	-	-
7	Líneas aéreas	-	2,916,765,328	-	-	2,916,765,328

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

I	Descripción	IREC <sub>j,n,l,z</sub> - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
8	Líneas subterráneas	-	-	-	-	-
9	Equipos de línea	-	24,520,320	-	-	24,520,320
10	Centro de control	-	-	-	-	-
11	Transformadores de distribución	630,628,200	-	-	-	630,628,200
12	Redes de distribución	640,604,550	-	-	-	640,604,550
<b>TOTAL</b>		<b>1,271,232,750</b>	<b>3,128,003,608</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,399,236,357</b>

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

De las inversiones presentadas en la Tabla 2.20 (\$6,276,027,831) se ejecutaron \$4,399,236,357, lo que representa un 70% de ejecución del plan de expansión y cobertura pendiente por aprobación.

#### 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 telediagnóstico, 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.

#### 3.1.5. Inversiones en gestión de activos

Con respecto al cumplimiento de implementación y certificación de un sistema de gestión de activos, la resolución CREG 015 del 2018 establece un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución. Para el año 2025 no se realizaron inversiones reconocidas, debido a que ya se cumplió el plazo definido, adicional a esto, EPM ya cuenta con su sistema de gestión de activos evidenciado por la expedición del Certificado ICONTEC AM-2001759 con Fecha de Otorgamiento 2024-10-30 y Fecha de Vencimiento 2027-10-29.

En el Anexo 3, se presenta la documentación relacionada con el avance en la implementación del sistema de gestión de activos.

### 3.1.6. Inversiones en unidades constructivas especiales

Para el año 2025 se registró ejecución de unidades constructivas especiales las cuales fueron aprobadas en el plan de inversiones 2023 - 2027. Las cantidades y valores finalmente ejecutados se presentan en la Tabla 3.7. Esta inversión fue incluida en el valor de la variable  $INVR_{j,n,l,7}$  presentado en la Tabla 3.1.

Los soportes que justifican la creación de las UC especiales y los valores solicitados fueron presentados a la CREG

Tabla 3.7 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2025. UCs aprobadas en el plan de inversiones.

UC especial	Descripción UC Especial	Unidad	Categoría (l)	Vida útil (años)	Valor Ejecutado UCE*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
N2EQ54	Transformador de medida combinado (Voltaje - Corriente) - N2	UND	5	35	19,905,332	10	199,053,320
N2L172	km canalización urbana 9x6"	km	8	45	2,162,318,766	1.5755	3,406,733,216
N2L170	km canalización urbana 6x6"	km	8	45	1,484,263,048	2.3118	3,431,319,315
N2L171	km canalización urbana 4x6"	km	8	45	1,287,858,276	1.06433	1,370,706,199
N2P2	Protección Diferencial de Barras Tipo 3, N2 - 13,2 KV	UND	4	10	147,726,502	4	590,906,006
<b>Total UC especiales ejecutadas</b>							<b>8,998,718,056</b>
* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.							

En el año 2025 se ejecutó una inversión de \$ 8,998,718,056 en unidades constructivas especiales aprobadas por la CREG.

En el plan 25-29 presentado a la comisión en agosto de 2024, se incluyó la solicitud de aprobación de unidades constructivas especiales adicionales por un valor de \$323,245,000,000. La ejecución de dichas unidades constructivas para 2025 se presenta en la Tabla 3.8, Dichas unidades no se han tenido en cuenta en el cálculo de las variables regulatorias presentadas al LAC para 2025 (febrero 28 de 2025) 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 25-29 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 2025, el cual, si todas son aprobadas, será por un monto de \$ 11,778,292,973. Los soportes que justifican la creación de las UC especiales y los valores solicitados fueron presentados a la CREG

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

Tabla 3.8. Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2025 plan de inversiones 25-29 aún no aprobado.

UC especial	Descripción UC Especial	Unidad	Categoría (l)	Vida útil (años)	Valor Ejecutado UCE*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
N0P109	UC Especial EPM - Equipo de telecomunicaciones para esquemas de protección y SCADA	UND	10	10	85,467,717	5	427,338,584
N1C26	UC Especial EPM - Tablero TGA de 11 a 15 salidas	UND	12	35	13,866,907	130	1,802,697,910
N1C29	UC Especial EPM - Tablero TGB de 3 salidas	UND	12	35	21,324,952	20	426,499,040
N1O6	UC Especial EPM - Conector compresión cangrejo aislado cobre 500 KCMIL 8 salidas con fusible limitador 600V	UND	12	35	6,709,076	24	161,017,826
N2L218	UC Especial EPM - km canalización sin zanja abierta 6x6" (Tunnel Liner)	km	8	45	10,928,463,660	0.19	2,076,408,095
N2L219	UC Especial EPM - km canalización sin zanja abierta 9x6" (Tunnel Liner)	km	8	45	11,658,854,419	0.079	921,049,499
N2L220	UC Especial EPM - Cruce subfluvial de cuerpo de agua de 9x6"	km	8	45	2,103,942,781	1	2,103,942,781
N2L221	UC Especial EPM - Cruce cuerpo de agua con puente cable 15x6"	km	8	45	716,728,096	1	716,728,096
N2L222	UC Especial EPM - Km de Canalización Urbana 15x6"	km	8	45	2,602,464,531	0.144	374,754,892
N4L131	UC Especial EPM - Torre metálica línea aérea desnuda - Triple circuito - Retención	UND	7	45	390,870,989	2	781,741,977
N4L109**	UC Especial EPM - Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal para torre metálica circuito sencillo tipo retención	UND	7	45	100,035,066	17	1,700,596,119
N4L130	UC Especial EPM - Cimentación profunda tipo pila para torre metálica circuito doble tipo retención	UND	7	45	95,172,718	3	285,518,153
<b>Total UC especiales ejecutadas</b>							<b>11,778,292,973</b>

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

\*\*Para la línea Lagunas - Caucheras 110 kV, si bien se solicitó la UC N4L109 - Cimentación profunda tipo anclaje helicoidal, debido a requerimientos técnicos al momento de la construcción, se debió hacer

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO  
- AÑO 2025**

UC especial	Descripción UC Especial	Unidad	Categoría (I)	Vida útil (años)	Valor Ejecutado UCE*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
cimentaciones profundas tipo pila, ajustando la UC solicitada y dejando a consideración del verificador y de la comisión la aceptación de dicho ajuste para su reconocimiento.							

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

Para algunos de los proyectos desarrollados en el año 2025, 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 2025 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 2025.

Cód. Proyecto	Nombre del Proyecto	Concepto	Valor por nivel de tensión [mill \$ - dic 2017]*				
			N4	N3	N2	N1	TOTAL
PEI1024TYD	Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV	Costo Ambiental	\$ 1,200.94	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,200.94
		Costo Servidumbre	\$ 402.20	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 402.20
PEI0441TYD	Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	\$ 79.17	\$ 26.39	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 105.56
PEI1181TYD	Redes subterráneas subestación Caldas	Costo Ambiental	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 724.39	\$ 0.00	\$ 724.39
		Costo Servidumbre	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 305.58	\$ 0.00	\$ 305.58
PEI0121TYD	Nueva subestación Lagunas 110 kV	Costo Ambiental	\$ 196.18	\$ 37.73	\$ 17.61	\$ 0.00	\$ 251.51
PEI0541TYD	Expansión y confiabilidad subestación Caldas	Costo Ambiental	\$ 44.51	\$ 16.19	\$ 74.19	\$ 0.00	\$ 134.89
PEI0440TYD	Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	\$ 9.46	\$ 0.00	\$ 19.22	\$ 0.00	\$ 28.68
PEI0829TYD	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	Costo Ambiental	\$ 2.26	\$ 11.30	\$ 0.56	\$ 0.00	\$ 14.12
PEI1323DIS	Solución a alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño - Fase III	Costo Ambiental	\$ 28.29	\$ 0.29	\$ 0.88	\$ 0.00	\$ 29.47
	Nómina proyectos	Costo Ambiental	\$ 1,649.97	\$ 309.43	\$ 154.74	\$ 0.00	\$ 2,114.14
<b>Resumen</b>							
		Concepto	N4	N3	N2	N1	TOTAL
	Subtotal	Costo Ambiental	3,210.79	401.32	991.59	0.00	4,603.70

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2025

Cód. Proyecto	Nombre del Proyecto	Concepto	Valor por nivel de tensión [mill \$ - dic 2017]*				
			N4	N3	N2	N1	TOTAL
		Costo Servidumbre	402.20	0.00	305.58	0.00	707.78
		<b>TOTAL</b>	<b>3,612.98</b>	<b>401.32</b>	<b>1,297.17</b>	<b>0.00</b>	<b>5,311.48</b>

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

De la Tabla 3.9, se observan que los costos del componente ambiental son de \$4,603 millones y de la componente de servidumbres \$ 707.78 millones. El valor de estos costos se remunera aparte del valor de la variable  $INVR_{j,n,l,7}$  presentado en la Tabla 3.1.

### 3.2. Avance en el cumplimiento de las Metas

A continuación, se presentan los valores obtenidos por EPM en el año 2025, en comparación con las metas de inversiones, calidad y pérdidas aprobadas en el plan 2023 - 2027.

#### 3.2.1. Cumplimiento de las inversiones en activos

El cumplimiento de las metas de inversiones para el año 2025 se mide a través de la relación  $INVR_{j,n,l,7} / INVA_{j,n,l,7}$  (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 2025. Ejecución no acotada.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,7\_no\ acotado} / INVA_{j,n,l,7}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	30.28%	26.53%	0.00%	11.03%
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	39.28%	49.02%	58.42%	47.50%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	59.89%	46.80%	73.03%	60.22%
5	Equipos de subestación	-	34.30%	64.69%	76.47%	59.16%
6	Otros activos subestación	-	134.54%	36.09%	69.96%	72.57%
7	Líneas aéreas	-	103.42%	92.78%	87.50%	99.17%
8	Líneas subterráneas	-	191.69%	525.06%	0.00%	140.50%

## INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO - AÑO 2025

I	Descripción	INVRj,n,l,7_no acotado / INVAj,n,l,7				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
9	Equipos de línea	-	191.55%	52.39%	-	178.70%
10	Centro de control	-	131.80%	131.80%	131.80%	131.80%
11	Transformadores de distribución	115.19%	-	-	-	115.19%
12	Redes de distribución	85.85%	-	-	-	85.85%
<b>TOTAL</b>		<b>94.97%</b>	<b>108.99%</b>	<b>73.46%</b>	<b>47.96%</b>	<b>89.29%</b>

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

De la Tabla 3.10 se observa una ejecución total del 94.97% para nivel de tensión 1; del 108.99% para nivel 2; del 73.46% para nivel 3; y del 47.96% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2025, si no se consideran acotes, fue del 89.29%.

Ahora, si se consideran los valores de ejecución acotada del 2025 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 total de inversiones año 2025. Ejecución acotada.

I	Descripción	INVRj,n,l,7 acotado / INVAj,n,l,7				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	30.28%	26.53%	0.00%	11.03%
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	39.28%	49.02%	58.42%	47.50%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	59.89%	46.80%	73.03%	60.22%
5	Equipos de subestación	-	34.30%	64.69%	76.47%	59.16%
6	Otros activos subestación	-	110.00%	36.09%	69.96%	68.61%
7	Líneas aéreas	-	103.42%	92.78%	87.50%	99.17%
8	Líneas subterráneas	-	110.00%	110.00%	0.00%	80.12%
9	Equipos de línea	-	110.00%	52.39%	-	104.68%
10	Centro de control	-	110.00%	110.00%	131.80%	117.27%

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO  
- AÑO 2025**

l	Descripción	INVR <sub>j,n,l,7</sub> acotado / INVA <sub>j,n,l,7</sub>				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
11	Transformadores de distribución	110.00%	-	-	-	110.00%
12	Redes de distribución	85.85%	-	-	-	85.85%
<b>TOTAL</b>		<b>93.36%</b>	<b>92.08%</b>	<b>71.24%</b>	<b>47.96%</b>	<b>81.00%</b>

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

De la Tabla 3.11 se observa una ejecución total del 93.36% para nivel de tensión 1; del 92.08% para nivel 2; del 71.24% para nivel 3; y del 47.96% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2025, bajo la condición de acote, fue del 81%. La disminución en el porcentaje de ejecución del escenario acotado respecto al no acotado se debe principalmente al acote en líneas subterráneas N2 y N3, equipos de línea en N3, centro de control N2 y N3, y otros activos de subestación N2.

### 3.2.2. Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado

En el año 2025, 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.
- ✓ Restricciones operativas del sistema: requerimiento de equipos móviles provisionales para realizar la intervención.

Una de las razones por las que fue necesaria la creación de proyectos adicionales al plan, es que en los formatos CREG para el reporte de la variable 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 2 se presentan los proyectos aprobados para el año 2025 y su porcentaje de ejecución.

### 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 2025 se presenta en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2025.

Descripción	$SAIDI_{j,7}$	$SAIFI_{j,7}$
Banda de indiferencia plan	9.974 - 10.074 horas	8.955 - 9.045 veces
Valor obtenido - año 2025	<b>9.14 horas</b>	<b>5.68 veces</b>

De la Tabla 3.12 se observa que para el indicador  $SAIFI_{j,7}$  y  $SAIDI_{j,7}$  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 en ambos indicadores para EPM, acorde a lo establecido en el numeral 5.2.3.2 de la resolución CREG 015 del 2018.

### 3.2.4. Cumplimiento de los índices de pérdidas

Para el año 2025 el valor del índice de pérdidas reconocido para el nivel de tensión 4 fue de 0.78 %, 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. En el mismo sentido, el nivel de tensión 1 cerró con un valor de 10.89%.

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.

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

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

El sistema de Gestión de Activos de las unidades de negocio de Transmisión y Distribución de EPM fue certificado el 30 de octubre de 2024 con vigencia hasta 29 de octubre de 2027, lo que evidencia que el sistema de gestión de activos es adecuado, pertinente y eficaz.

### 3.3. Seguimiento a la base de activos

En este numeral se presenta el resultado obtenido en el año 2025 para las bases de activos que salen de operación y la base de terrenos.

#### 3.3.1. Base de activos fuera de operación

El valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM se calcula según lo establecido en el numeral 3.1.1.4 de la resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 3 de la resolución CREG 085 del 2018. El resultado del cálculo se incluye en la variable  $BRAFO_{j,n,t}$ , la cual, está definida por nivel de tensión. Para el año 2025, el valor obtenido para la variable  $BRAFO_{j,n,7}$  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 2025.

Nivel de Tensión	$BRAFO_{j,n,7}^*$
1	22,604,842,325
2	52,351,287,471
3	7,127,805,513
4	29,026,915,876
<b>Total</b>	<b>111,110,851,184</b>
<i>*Pesos a diciembre del 2017.</i>	

De la Tabla 3.13 se observa un total de \$ 111,110,851,184 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.

### 3.3.2. Base de terrenos al año 2025

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 2025, el valor obtenido para la variable  $BRT_{j,n,7}$  se presenta en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2025.

Nivel de Tensión	$BRT_{j,n,7}^*$		
	Total año 2024	Incremento año 2025	Total año 2025
1	-	-	
2	209,073,675	-9,150,766	199,922,910
3	641,635,028	41,053,460	682,688,488
4	2,086,648,457	38,048,020	2,124,696,477
<b>Total</b>	<b>2,937,357,160</b>	<b>69,950,715</b>	<b>3,007,307,875</b>

*\*Pesos a diciembre del 2017.*

*EL BRT incremental del año 2025 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 2025 se observa un reconocimiento acumulado de terrenos en subestaciones por valor de \$ 3,007,307,875, el valor incluye el ajuste realizado conforme la aprobación del inventario 2018.

## 4. REPORTE DE INFORMACIÓN

En este numeral se presentan los formatos y las consideraciones tenidas en cuenta para el reporte de la información relacionada a la ejecución del plan de inversiones aprobado para el año 2025.

### 4.1. Formatos de reporte

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2025 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 se describen como:

- ✓ ***EPM\_BRA0\_2025.xlsx***: Información de la base regulatoria de activos inicial.
- ✓ ***EPM\_BRAFO\_2025.xlsx***: Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2025.
- ✓ ***EPM\_INVA\_2025.xlsx***: 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.
- ✓ ***EPM\_INVTR\_2025.xlsx***: Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2025, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- ✓ ***Circular\_inversiones\_2025\_Epm.xlsx***: Reporte resumen de la información correspondiente a la aprobación y ejecución del plan de inversión, los activos que salieron de operación, los indicadores agregados de calidad del servicio, los flujos de energía en el mercado de comercialización del OR, entre otros.

### 4.2. Información georreferenciada

La información correspondiente a los activos incluidos en las variables BRA\_0, BRAFO e INVTR, se reportan de forma georreferenciada. Se entrega una geodatabase, la cual contiene cada variable, identificada por capas, y los atributos de cada activo para el año 2025.

### 4.3. Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG

Para el reporte de la información de ejecución de las inversiones del año 2025 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\_2025\_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 Conforme a las Resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 de 2024.
- ✓ Fue necesario agregar más filas en el numeral 13.5 ya que se tiene mayor cantidad de proyectos con relación a los espacios disponibles.
- ✓ Adicionalmente, fue necesario agregar columnas adicionales en la mayoría de las tablas a fin de incluir la información del año 7. Lo anterior, dado que el formato solo se diseñó hasta el año 5.

EPM\_INVA\_2025.xlsx:

- ✓ 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 2024, 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 2023-2027, 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.

- ✓ Se presenta aparte el formato EPM\_INVA\_2025\_Cobertura para el seguimiento al Plan de Expansión de Cobertura 2025 aprobado mediante la Resolución CREG 501-171 de 2025 (plan 2025-2029 recurso).

EPM\_BRAFO\_2025.xlsx:

- ✓ 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\_2025.xlsx:

- ✓ 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 BRAO, 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.
- ✓ Se presenta aparte el formato *EPM\_INVTR\_2025\_Cobertura* para el seguimiento al Plan de Expansión de Cobertura 2025 aprobado mediante la Resolución CREG 501-171 de 2025 (plan 2025-2029 recursado).

## 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.

[13] Resolución CREG 501-066 de 2024, “*Por la cual 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, 2024.

[14] Resolución CREG 501-112 de 2024, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. contra la resolución CREG 501 066 de 2024*”, Bogotá, 2024.

[15] Resolución CREG 501-171 de 2025, “*Por la cual se modifica el Plan de Inversiones del mercado de comercialización atendido por las EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 078 de 2019 y se resuelven las solicitudes de remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables al SIN para los años 7 y 8*”

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

## 6. ANEXOS

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

Anexo 1: Desagregación ejecución vs Plan 2025.xlsx

Anexo 2: Ejecución inversiones Proyectos Plan 2025.xlsx

Anexo 3: Avances implementación GA en EPM 2025.pdf

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE