



Informe Seguimiento a la Ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio - Año 2020

(Unidad Transacciones T&D Energía)

Rev. No.	MODIFICACIÓN EFECTUADA	FECHA
00	Versión inicial	2021/03/30

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

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	1
1. CONTEXTO	2
1.1. Objetivo.....	2
1.2. Alcance	2
1.3. Definiciones.....	2
2. PLAN DE INVERSIONES 2019 - 2023	4
2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	4
2.2. Descripción del sistema operado por EPM.....	5
2.2.1. Área de influencia.....	5
2.2.2. Activos operados	6
2.2.3. Cantidad de usuarios.....	6
2.2.4. Demanda de energía.....	7
2.2.5. Demanda de potencia	7
2.2.6. Indicadores de calidad del servicio	7
2.2.7. Solicitudes de Conexión	8
2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2019 - 2023.....	8
2.3.1. Inversiones por municipio.....	9
2.3.2. Inversiones por departamento.....	10
2.3.3. Inversiones por tipo de inversión.....	11
2.3.4. Inversiones por nivel de tensión	11
2.3.5. Inversiones por categoría de activos.....	11
2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas.....	12
2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios....	12
2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado	14
2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años.....	14
2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2020	18
2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2020.....	18
2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2020	19

2.4.3.	Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2020	20
2.4.4.	Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2020	21
3.	SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2020	22
3.1.	Inversiones ejecutadas en el año 2020	22
3.1.1.	Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos	22
3.1.2.	Inversiones ejecutadas por proyectos del plan	26
3.1.3.	Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura	26
3.1.4.	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio	27
3.1.5.	Inversiones en gestión de activos	27
3.1.6.	Inversiones en unidades constructivas especiales	28
3.1.7.	Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos	29
3.1.8.	Diagramas unifilares actualizados	30
3.2.	Avance en el cumplimiento de las Metas	30
3.2.1.	Cumplimiento de las inversiones en activos	30
3.2.2.	Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado	31
3.2.3.	Cumplimiento de las metas de calidad del servicio	32
3.2.4.	Cumplimiento de los índices de pérdidas	33
3.2.5.	Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos	33
3.3.	Seguimiento a las bases de activos	33
3.3.1.	Base de activos fuera de operación	33
3.3.2.	Base de terrenos al año 2020	34
4.	REPORTE DE INFORMACIÓN	35
4.1.	Formatos de reporte	35
4.2.	Información georreferenciada	35
4.3.	Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG	36
5.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	39
6.	ANEXOS	40

Lista de figuras

Figura 2.1 Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM en el plan 2019-2023. 16

Lista de tablas

Tabla 2.1	Activos de distribución operados por EPM en un horizonte de 5 años.	6
Tabla 2.2	Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.	6
Tabla 2.3	Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.	7
Tabla 2.4	Metas de calidad del servicio de EPM en un horizonte de 5 años.	7
Tabla 2.5	Nuevas solicitudes de conexión al sistema de EPM en un horizonte de 5 años.	8
Tabla 2.6	Inversiones plan 2019 - 2023 por municipio [<i>valores en millones de pesos a dic 2017</i>].	9
Tabla 2.7	Inversiones plan 2019 - 2023 por departamentos.....	10
Tabla 2.8	Inversiones plan 2019 - 2023 por tipo de inversión.	11
Tabla 2.9	Inversiones plan 2019 - 2023 por nivel de tensión.....	11
Tabla 2.10	Inversiones plan 2019 - 2023 por categoría de activos.	11
Tabla 2.11	Inversiones plan 2019 - 2023 según su clasificación.	12
Tabla 2.12	Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2019 - 2023.	13
Tabla 2.13	Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.....	14
Tabla 2.14	Metas del indicador de duración de eventos, [<i>valores en horas al año</i>].	15
Tabla 2.15	Metas del indicador de frecuencia de eventos, [<i>valores en cantidad de eventos al año</i>].	15
Tabla 2.16	Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [<i>máximo horas-año</i>]. Referencia año 2016.	15
Tabla 2.17	Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [<i>máximo veces-año</i>]. Referencia año 2016.	16
Tabla 2.18	Inversiones proyectadas para el periodo 2019 - 2023 [<i>\$ - dic 2017</i>].	17
Tabla 2.19	Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan 2019 - 2023 con respecto al 8% de la variable CRR.	18
Tabla 2.20	Proyectos de inversión aprobados para el año 2020.	18
Tabla 2.21	Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2020. ..	19
Tabla 2.22	Metas del indicador de duración de eventos año 2020.	20
Tabla 2.23	Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2020.....	20
Tabla 2.24	Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2020.	21
Tabla 3.1	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020. Sin Acote.	22

Tabla 3.2 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020. Incluye el acote del $1.1*INVA_{j,n,l,2}$ para N1, N2 y N3.	23
Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2019.	24
Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020. Incluye el acote del $1.1*INVA_{j,n,l,2}$ más el excedente del año 2019.	24
Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2020.	25
Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2020.	27
Tabla 3.7 Inversiones en UC especiales en el año 2020.	28
Tabla 3.8 Costos socioambientales ejecutados en proyectos de inversión año 2020.	29
Tabla 3.9 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2020. Ejecución no acotada.	30
Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2020. Ejecución acotada más excedentes 2019.	31
Tabla 3.11 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2020.	33
Tabla 3.12 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2020.	34
Tabla 3.13 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2020. ..	34

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 determinada 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 (2019 - 2023) y un plan de inversiones en el que se comprometen a ejecutar inversiones anuales en activos durante los 5 años del periodo tarifario. Lo anterior, valorado mediante unidades constructivas definidas por la CREG en los capítulos 15 y 14 respectivamente, de dicha resolución.

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

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

El documento se encuentra estructurado en 5 numerales a saber: en el numeral 1 se presenta el objetivo, alcance y definiciones relevantes a considerar para la lectura del documento; en el numeral 2 se resumen los beneficios que esperan obtener los usuarios con la ejecución del plan, cómo está conformado el sistema de EPM a diciembre del año 2020, y cuáles fueron las inversiones aprobadas en varios niveles de desagregación, así como las metas planteadas para EPM; en el numeral 3 se presenta la ejecución hecha en el año 2020 en comparación con lo estipulado en el plan; 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 del plan de inversiones aprobado para EPM en el año 2020, en cumplimiento a lo estipulado en el numeral 6.5, ítems “a” y “c” de la resolución CREG 015 del 2018, y 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 para EPM en el periodo 2019 - 2023 y, para el año 2020, se tendrá información comparativa y de seguimiento entre las inversiones y metas planeadas para 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 para 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 2019 - 2023

Acorde con el artículo 22, ítem f, de la Resolución CREG 015 del 2018, es obligación de los OR: “Planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar a los usuarios la prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y seguridad exigidos por la regulación”. Con base en esto, dentro de la solicitud de aprobación de ingresos y cargos presentada a la CREG, Empresas Públicas de Medellín E.S.P., en adelante EPM, sometió la aprobación del plan de inversiones regulatorio, correspondiente al periodo 2019-2023, bajo los criterios, requisitos e indicaciones estipuladas en el capítulo 6 de la resolución en mención.

Con relación al plan de inversiones 2019-2023, se destacan los siguientes aspectos a considerar:

2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

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

En este sentido, dentro del Plan de Inversiones Regulatorio 2019 - 2023 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 2020 el sistema de distribución de energía eléctrica operado por EPM se encuentra caracterizado de la siguiente manera:

2.2.1. Área de influencia

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

2.2.2. Activos operados

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de la cantidad de activos de distribución de energía eléctrica operados por EPM a diciembre del año 2020, y la proyección de activos a operar en un horizonte de 5 años.

Tabla 2.1 Activos de distribución operados por EPM en un horizonte de 5 años.

Aspecto	Clasificación	2019 (E)*	2020 (P)**	2020 (E)*	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)
Subestaciones	Cantidad total	138	139	139	139	141	141
	Transformación total (MVA)	8,369	8,677	8,652	8,689	9,214	9,291
	Cantidad nivel 220 kV - mayor tensión	15	15	15	15	15	15
	Cantidad nivel 4 - mayor tensión	34	34	34	34	36	36
	Cantidad nivel 3 - mayor tensión	89	90	90	90	90	90
	Transformación (MVA) nivel 220 kV	4,466	4,466	4,466	4,466	4,466	4,466
	Transformación (MVA) nivel 4	2,972	3,260	3,122	32,60	3,737	3,797
	Transformación (MVA) nivel 3	931	951	1,064	964	1,011	1,028
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	1,476	1,512	1,497	1,552	1,552	1,552
	Total nivel de tensión 3 (km)	2,429	2,441	2,333	2,535	2,544	2,551
	Total nivel de tensión 2 (km)	50,176	49,359	50,920	49,586	49,961	50,125
	Total nivel de tensión 1 (km)	41,242	41,025	43.450	41,904	42,765	43,659
Transformador NT1	Cantidad transformadores distribución	125,962	129,889	127,938	132,595	135,845	138,779

**(E): en operación al año indicado; **(P): proyectados en el horizonte de planeación.*

Acorde con la ejecución dada al año 2020, se observan casos en los que se superan los valores estimados, inclusive las proyecciones dadas para años posteriores al 2020, por ejemplo, en km de redes de nivel 1 y 2.

2.2.3. Cantidad de usuarios

La cantidad total de usuarios lograda dentro del sistema de EPM para el año 2020 fue de 2,558,447 usuarios, de los cuales, 2,343,121 (91.58%) corresponden a usuarios residenciales y 215,326 (8.42%) a usuarios no residenciales. En la Tabla 2.2 se presentan las proyecciones de usuarios a atender por EPM en un horizonte de 5 años, y la cantidad obtenida en el año 2020.

Tabla 2.2 Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción/año	2019(E)*	2020(P)**	2020(E)*	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Cantidad de usuarios	2,482,344	2,569,034	2,558,447	2,645,365	2,718,785	2,789,072

**(E): atendidos en el año indicado; **(P): proyectados en el horizonte de planeación.*

De acuerdo con las proyecciones presentadas en la Tabla 2.2, para el año 2020 se esperaba contar con un total de 2,569,034 usuarios, sin embargo, finalmente se

lograron 2,558,447 usuarios, lo que corresponde a 10,587 usuarios menos de lo esperado, es decir, un 0.41% por debajo.

2.2.4. Demanda de energía

En la Tabla 2.3 se presenta la demanda de energía proyectada por EPM en un horizonte de 5 años y la cantidad obtenida en el año 2020.

Tabla 2.3 Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción/año	2019(E)*	2020(P)**	2020(E)*	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Demanda Total [MWh]	9,441,035	10,276,723	9,351,908	10,444,234	10,614,475	10,787,491

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

Se observa que la demanda de energía obtenida en el sistema eléctrico de EPM en el año 2020 fue de 9,351,908 MWh, la cual, en comparación con los 10,276,723 MWh proyectados para el mismo año, se encuentra 924,815 MWh por debajo, es decir, se logró un 8.9% menos de lo esperado.

2.2.5. Demanda de potencia

La demanda de potencia máxima para el sistema eléctrico de EPM en 2020 fue de 1,449 MW, lo cual, en comparación con la potencia máxima de 1,427 MW obtenida en 2019, se encuentra 1,54% por encima. Se aclara que las cifras obtenidas no son comparables con las proyectadas, dado que el valor proyectado para cada año corresponde a las cifras de demanda máxima coincidente en todas las subestaciones de EPM en el mismo instante. EPM realiza estas proyecciones por cada una de las subestaciones según las metodologías de planeación descritas al interior del plan de inversiones. Dentro del proceso de EPM se realiza una actualización anual de las proyecciones de demanda con base en las metodologías indicadas al interior del Plan de Inversiones Regulatorio. Estas proyecciones se realizan a nivel de demanda máxima por cada subestación, esta metodología empleada no contempla una proyección de demanda anual de potencia máxima para todo el sistema operado.

2.2.6. Indicadores de calidad del servicio

Las metas de los indicadores de calidad del servicio, SAIDI y SAIFI, en un horizonte de 5 años se presentan en la Tabla 2.4, así como los valores obtenidos en el año 2020.

Tabla 2.4 Metas de calidad del servicio de EPM en un horizonte de 5 años.

Indicador Calidad del Servicio	2019(E)*	2020(P)**	2020(E)*	2021(P)	2022(P)	2023(P)
SAIDI [horas]	14,23	11.81	11.46	10.87	10.00	9.20

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2020

Indicador Calidad del Servicio	2019(E)*	2020(P)**	2020(E)*	2021(P)	2022(P)	2023(P)
SAIFI [veces]	7,29	9.0	6.67	9.0	9.0	9.0

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

El cumplimiento de estos indicadores se da si el valor obtenido es igual o menor al valor de la meta, por consiguiente, de la Tabla 2.4 se observa que, tanto para el indicador SAIDI como para el SAIFI, en el año 2020 se cumplieron las metas.

2.2.7. Solicitudes de Conexión

Anualmente EPM recibe solicitudes para la conexión de nuevos clientes residenciales y comerciales; durante el año 2020 se recibieron 81,756 nuevas solicitudes de conexión. En la Tabla 2.5 se presentan las solicitudes de conexión proyectadas en un horizonte de planeación de 5 años.

Tabla 2.5 Nuevas solicitudes de conexión al sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción	2019(E)*	2020(P)**	2020(E)*	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Cantidad de conexiones	94.861	78,373	81,756	76.330	73.420	70.287

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

Al comparar el valor obtenido en el año 2020 respecto a las 78,373 solicitudes de conexión proyectadas para el mismo año, se observa que se lograron 3,383 solicitudes más de lo esperado, lo que equivale a un 4,31% adicional. En el horizonte de 5 años se observa una tasa de crecimiento menor.

2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2019 - 2023

Acorde con la resolución CREG 078 del 2019, modificada mediante resolución CREG 156 del 2019, se dio aprobación al plan de inversiones regulatorio presentado por EPM en la solicitud de aprobación de cargos, y que corresponde al periodo 2019 - 2023. Las inversiones aprobadas se presentan por municipio, en la Tabla 2.6; por departamento, en la Tabla 2.7; por tipo de inversión, en la Tabla 2.8; por nivel de tensión, en la Tabla 2.9; por categoría de activos, en la Tabla 2.10; y por su clasificación en expansión, reposición, calidad y pérdidas, en la Tabla 2.11.

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2020

2.3.1. Inversiones por municipio

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

Tabla 2.6 Inversiones plan 2019 - 2023 por municipio [*valores en millones de pesos a dic 2017*].

Nombre Municipio	Código Municipio	Total	Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Abejorral	05002	4,353.5	El Peñol	05541	3,162.3
Abriaquí	05004	368.4	El Retiro	05607	3,316.0
Alejandro	05021	2,616.2	El Santuario	05697	3,949.9
Amagá	05030	4,409.3	Entrerriós	05264	1,852.2
Amalfi	05031	5,141.1	Envigado	05266	57,764.4
Andes	05034	9,640.5	Fredonia	05282	2,539.3
Angelópolis	05036	1,791.0	Frontino	05284	5,706.4
Angostura	05038	982.5	Giraldo	05306	893.1
Anorí	05040	7,170.5	Girardota	05308	9,224.5
Anzá	05044	1,432.9	Gómez Plata	05310	6,246.6
Apartadó	05045	9,483.1	Granada	05313	4,969.8
Arboletes	05051	14,033.1	Guadalupe	05315	5,482.6
Argelia	05055	2,295.0	Guarne	05318	4,349.6
Armenia	05059	629.3	Guatapé	05321	3,354.6
Ayapel	23068	86.0	Heliconia	05347	977.1
Barbosa	05079	15,826.7	Hispania	05353	879.7
Bello	05088	47,299.5	Itagüí	05360	25,138.4
Belmira	05086	772.6	Ituango	05361	7,573.1
Betania	05091	1,690.8	Jardín	05364	927.4
Betulia	05093	6,256.5	Jericó	05368	1,334.8
Briceno	05107	5,841.0	La Apartada	23350	44.0
Buriticá	05113	893.3	La Ceja	05376	8,169.4
Cáceres	05120	10,627.1	La Estrella	05380	21,076.9
Caicedo	05125	2,907.2	La Pintada	05390	1,540.9
Caldas	05129	13,457.2	La Unión	05400	2,995.0
Campamento	05134	2,905.7	Liborina	05411	3,879.1
Cañasgordas	05138	10,480.3	Maceo	05425	7,000.4
Caracolí	05142	13,423.9	Marinilla	05440	3,355.0
Caramanta	05145	1,673.6	Medellín	05001	305,373.3
Carepa	05147	8,461.8	Montebello	05467	1,118.8
Carolina	05150	318.4	Montelíbano	23466	13.7
Caucasia	05154	19,937.3	Mutatá	05480	14,044.7
Chigorodó	05172	5,318.3	Nariño	05483	2,949.9
Cisneros	05190	11,107.8	Nechí	05495	5,588.2
Ciudad Bolívar	05101	6,526.3	Necoclí	05490	20,656.9
Cocorná	05197	24,353.3	Olaya	05501	239.5
Concepción	05206	612.1	Peque	05543	1,698.4
Concordia	05209	2,338.0	Pueblorrico	05576	1,067.3
Copacabana	05212	5,093.8	Puerto Berrío	05579	5,331.9
Dabeiba	05234	22,936.5	Puerto Nare	05585	5,571.9
Donmatías	05237	4,250.1	Puerto Triunfo	05591	9,809.8
Ebéjico	05240	5,059.9	Remedios	05604	10,716.6
El Bagre	05250	11,940.2	Rionegro	05615	21,016.5
El Carmen de Atrato	27245	178.1	Riosucio	27615	17.0
El Carmen de Viboral	05148	2,742.2	Sabanalarga	05628	1,444.7
			Sabaneta	05631	14,524.1
			Salgar	05642	4,499.3

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

Nombre Municipio	Código Municipio	Total	Nombre Municipio	Código Municipio	Total
San Andrés de Cuerquia	05647	590.6	Segovia	05736	3,720.5
San Carlos	05649	4,232.3	Sonsón	05756	22,608.2
San Francisco	05652	1,329.9	Sopetrán	05761	2,966.6
San Jerónimo	05656	16,557.9	Támesis	05789	3,619.1
San José de la Montaña	05658	1,694.7	Tarazá	05790	9,054.3
San Juan de Urabá	05659	1,516.9	Tarso	05792	1,564.8
San Luis	05660	9,974.5	Titiribí	05809	2,057.1
San Pedro de los Milagros	05664	5,505.3	Toledo	05819	2,677.4
San Pedro de Urabá	05665	13,076.9	Turbo	05837	42,015.4
San Rafael	05667	9,293.5	Uramita	05842	7,356.3
San Roque	05670	4,054.6	Urao	05847	6,348.1
San Vicente	05674	2,889.7	Valdivia	05854	12,087.0
Santa Bárbara	05679	5,772.0	Valparaíso	05856	712.6
Santa Rosa de Osos	05686	20,155.6	Vegachí	05858	5,557.9
Santafé de Antioquia	05042	13,143.0	Venecia	05861	6,123.3
Santo Domingo	05690	11,541.8	Vigía del Fuerte	05873	0.5
			Yalí	05885	2,507.2
			Yarumal	05887	16,053.1
			Yolombó	05890	4,455.4
			Yondó	05893	22,035.5
			Zaragoza	05895	7,708.1
			Total General		1,255,604.9

Se observa que el municipio con mayor monto de inversión es Medellín, para un valor de inversión de 305,373.3 millones de pesos a invertir en el periodo 2019 - 2023, lo que equivale a un 24.32% del plan.

2.3.2. Inversiones por departamento

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

Tabla 2.7 Inversiones plan 2019 - 2023 por departamentos.

Departamento	Inversión Total*
Antioquia	1,255,266.1
Chocó	195.1
Córdoba	143.7
Total general	1,255,604.9

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El departamento de Antioquia es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 1,255,266.1 millones de pesos, correspondientes al 99.97% del plan.

2.3.3. Inversiones por tipo de inversión

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

Tabla 2.8 Inversiones plan 2019 - 2023 por tipo de inversión.

Tipo proyecto*	Total inversiones**
Tipo I	146,381.2
Tipo II	474,031.4
Tipo III	559,626.1
Tipo IV	75,566.2
Total general	1,255,604.9

* 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 la mayor parte de la inversión está dada por los proyectos tipo III, es decir, reposición de la infraestructura sin aumento de la capacidad del sistema, por un valor de 559,626.1 millones de pesos, lo que corresponde al 44.57% 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 2.9 Inversiones plan 2019 - 2023 por nivel de tensión.

Nivel de tensión	Total*
1	245,074.9
2	687,565.3
3	141,996.3
4	180,968.4
Total general	1,255,604.9

* 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 687,565.3 millones de pesos, correspondientes al 54.75% 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 2.10 Inversiones plan 2019 - 2023 por categoría de activos.

Categoría	Descripción categoría	Total*
1	Transformadores de potencia	110,222.2
2	Compensaciones	0.0
3	Bahías y celdas	75,338.8

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO
- AÑO 2020**

Categoría	Descripción categoría	Total*
4	Equipos de control y comunicaciones	67,054.4
5	Equipos de subestación	6,758.6
6	Otros activos subestación	44,035.9
7	Líneas aéreas	520,683.1
8	Líneas subterráneas	73,410.6
9	Equipos de línea	76,280.8
10	Centro de control	36,745.6
11	Transformadores de distribución	124,148.0
12	Redes de distribución	120,926.9
Total general		1,255,604.9

* 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 520,683.1 millones de pesos, lo que corresponde al 41.46% 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 2.11 Inversiones plan 2019 - 2023 según su clasificación.

Clasificación	Total inversiones*
Expansión	502,537.7
Reposición	536,511.1
Calidad del servicio	169,690.6
Reducción y mantenimiento de pérdidas	46,865.5
Total general	1,255,604.9

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El monto más grande de inversión se proyecta para la reposición de activos, por un valor de 536,511.1 millones de pesos, equivalente al 42.72% del plan.

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

Dentro de los 56 proyectos aprobados para su ejecución, pertenecientes al plan de inversiones regulatorio 2019 - 2023, se destacan principalmente los siguientes proyectos, dada su gran relevancia para EPM y para los usuarios y regiones que atiende EPM:

- Ampliación de capacidad en las subestaciones Urabá, Rodeo, Santa Rosa, Caldas y el proyecto Expansión VP T&D, los cuales, están enfocados en la atención de aumento de la demanda en instalaciones existentes.

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2020

- Conexión entre las subestaciones Urabá, Apartadó y Nueva Colonia, Nueva Subestación Ayurá, Nueva Subestación Calizas, Nueva Subestación San Lorenzo y Nueva Subestación Yondó, los cuales, están enfocados en la atención de aumento de la demanda y expansión de las redes.
- Modernización en la subestación Ancón Sur, Central, Guayabal, San Jerónimo, Plan de Choque Líneas y Subestaciones y Reposición VP T&D, los cuales, están enfocados en la reposición de equipos.
- Mejoramiento de Calidad en Media Tensión, para mejorar el servicio prestado a los usuarios finales.
- Gestión y Control de Pérdidas de Energía, el cual, está enfocado en el control de las pérdidas del sistema de EPM.

Los montos de inversión aprobados para estos proyectos se presentan en la Tabla 2.12:

Tabla 2.12 Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2019 - 2023.

Nombre del proyecto	Inversión total*
<i>Ampliación de capacidad de la subestación Urabá 220/110/44 kV</i>	12,798.3
<i>Ampliación de capacidad subestación Rodeo</i>	23,399.5
<i>Ampliación subestación Santa Rosa 110 kV</i>	12,673.1
<i>Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV</i>	23,926.7
<i>Expansión VP T&D</i>	261,456.6
<i>Expansión y confiabilidad SE Caldas</i>	13,550.5
<i>Mejoramiento de la calidad en media tensión</i>	169,690.6
<i>Modernización subestación Ancón Sur</i>	9,838.0
<i>Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV</i>	17,112.6
<i>Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV</i>	13,229.5
<i>Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV</i>	11,336.8
<i>Nueva subestación (sector Ayurá)</i>	18,643.5
<i>Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL</i>	29,005.1
<i>Nueva subestación San Lorenzo 220 kV</i>	15,767.0
<i>Nueva subestación Yondó 34.5/13.2 kV</i>	10,361.6
<i>Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV</i>	28,237.4
<i>Plan de choque VP T&D - Subestaciones</i>	73,223.9
<i>Proyecto gestión y control pérdidas de energía - EPM</i>	46,865.5
<i>Reposición VP T&D</i>	335,383.7
Total general	1,126,499.9
<i>* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.</i>	

En conjunto, estos proyectos suman un monto total de 1,126,499.9 millones de pesos, lo que representa el 89.71% del total de inversiones del plan 2019-2023.

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 se presenta en la Tabla 2.13, por nivel de tensión.

Tabla 2.13 Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.

Variable	Valor	Valor*8% [\$ - dic 2017]
CRR_j	7,219,381,878,427	\$ 577,550,550,274.16
Costo de reposición de referencia por nivel de tensión, Crr_j		
Nivel de tensión	Valor	Valor*8%
$n = 4$	1,234,594,502,239	\$ 98,767,560,179.12
$n = 3$	550,122,681,778	\$ 44,009,814,542.24
$n = 2$	3,861,178,619,757	\$ 308,894,289,580.56
$n = 1$	1,573,486,074,652	\$ 125,878,885,972.16
* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.		

Acorde con el numeral 6.4, literal b, de la Resolución CREG 015 del 2018, el valor anual del plan de inversión, por nivel de tensión, “no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia CRR_j ”, es decir, para cada nivel de tensión la inversión anual planeada debe ser inferior o igual al valor dado en la tercera columna de la Tabla 2.13.

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

Las metas para EPM, dadas en la aprobación del plan de inversiones 2019 - 2023 se presentan a continuación:

- **Metas de Calidad del servicio**

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

La calidad media del sistema está medida por el indicador SAIDI, para la duración de eventos y por el indicador SAIFI, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen unas metas de los indicadores de calidad media anual durante el periodo tarifario, $SAIDI_{M_j,t}$ y $SAIFI_{M_j,t}$, dentro de un rango de tolerancia o banda de indiferencia del 0.5% por encima o por debajo de la meta. Las metas se cumplen si en la ejecución de cada año se obtienen indicadores que estén dentro de la banda de

indiferencia o que sean menor al límite inferior de la misma. En el caso del OR EPM las metas aprobadas por la CREG en el plan 2019-2013 y sus bandas de indiferencia se presentan en la Tabla 2.14 para el SAIDI y en la Tabla 2.15 para el SAIFI.

Tabla 2.14 Metas del indicador de duración de eventos, [valores en horas al año].

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

Tabla 2.15 Metas del indicador de frecuencia de eventos, [valores en cantidad de eventos al año].

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

La calidad individual que recibe cada usuario del sistema está medida por el indicador DIUG, para la duración de eventos y por el indicador FIUG, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen como metas unos indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, clasificados en grupos de calidad dados por el nivel de riesgo de falla y nivel de ruralidad. Para cada usuario, se cumple con la calidad mínima garantizada si se obtienen indicadores iguales o menores a los $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$ aprobados para el OR. En el caso del OR EPM, los indicadores de calidad individual mínima garantizada aprobadas por la CREG en el plan 2019-2013 se presentan en la Tabla 2.16 para el $DIUG_{j,n,q}$ y en la Tabla 2.17 para el $FIUG_{j,n,q}$.

Tabla 2.16 Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2016.

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

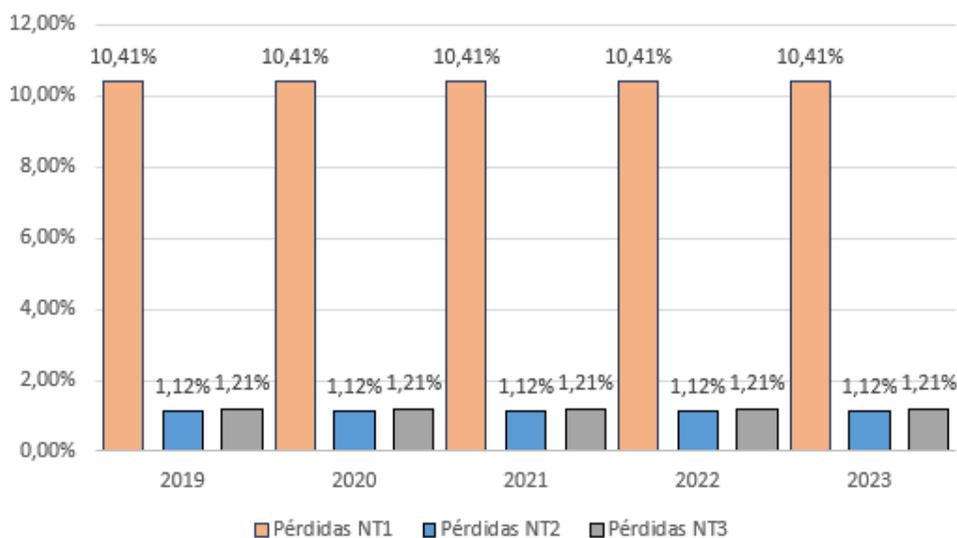
Tabla 2.17 Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2016.

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

▪ **Reducción y Mantenimiento de pérdidas de energía**

EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes, por lo tanto no está obligado a presentar plan de reducción de pérdidas. Los índices de pérdidas eficientes aprobados para el mantenimiento de las pérdidas en el sistema de EPM, se presentan en la Figura 2.1.

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



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

Los montos de inversión planeados y aprobados para EPM en el periodo 2019-2023 se presentan en la Tabla 2.18, por año, nivel de tensión y categoría de activos (I).

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

Tabla 2.18 Inversiones proyectadas para el periodo 2019 - 2023 [\\$ - dic 2017].

l	Nivel de tensión 4				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
l = 1	\$ 1,722,858,936	\$ 8,907,117,000	\$ 20,449,260,000	\$ 13,632,840,000	\$ 0
l = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
l = 3	\$ 4,019,552,585	\$ 13,357,004,961	\$ 5,492,697,147	\$ 5,672,725,820	\$ 4,193,949,253
l = 4	\$ 656,474,870	\$ 3,044,844,448	\$ 1,188,074,558	\$ 1,067,811,492	\$ 1,612,236,187
l = 5	\$ 609,456,644	\$ 948,696,000	\$ 203,292,000	\$ 203,292,000	\$ 0
l = 6	\$ 2,930,131,134	\$ 8,642,595,580	\$ 4,194,403,745	\$ 3,483,613,046	\$ 7,699,380,228
l = 7	\$ 3,218,875,715	\$ 10,871,397,465	\$ 38,934,501,252	\$ 1,762,879,500	\$ 0
l = 8	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
l = 9	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
l = 10	\$ 1,145,919,027	\$ 1,360,822,926	\$ 958,591,970	\$ 4,770,342,454	\$ 4,012,842,816
Total	\$ 14,303,268,912	\$ 47,132,478,380	\$ 71,420,820,672	\$ 30,593,504,312	\$ 17,518,408,484
l	Nivel de tensión 3				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
l = 1	\$ 2,951,903,665	\$ 9,301,143,000	\$ 4,840,914,000	\$ 6,666,742,500	\$ 849,167,250
l = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
l = 3	\$ 4,216,259,000	\$ 2,910,725,774	\$ 2,901,657,476	\$ 6,579,727,746	\$ 3,697,909,133
l = 4	\$ 1,779,251,000	\$ 1,667,940,708	\$ 1,114,702,524	\$ 3,258,159,605	\$ 2,234,681,940
l = 5	\$ 177,240,000	\$ 290,504,000	\$ 17,724,000	\$ 194,964,000	\$ 194,964,000
l = 6	\$ 1,133,455,500	\$ 1,556,236,876	\$ 565,464,000	\$ 2,305,411,266	\$ 1,610,271,030
l = 7	\$ 9,164,689,511	\$ 9,915,288,459	\$ 18,496,594,367	\$ 9,377,623,956	\$ 9,628,686,178
l = 8	\$ 0	\$ 888,525,500	\$ 500,930,065	\$ 438,366,400	\$ 250,831,620
l = 9	\$ 2,725,588,474	\$ 1,186,854,474	\$ 1,113,714,474	\$ 1,322,071,474	\$ 1,720,811,474
l = 10	\$ 1,145,919,027	\$ 1,360,822,926	\$ 958,591,970	\$ 4,770,342,454	\$ 4,012,842,816
Total	\$ 23,294,306,177	\$ 29,078,041,717	\$ 30,510,292,876	\$ 34,913,409,401	\$ 24,200,165,441
l	Nivel de tensión 2				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
l = 1	\$ 4,761,066,542	\$ 3,895,769,000	\$ 16,926,482,500	\$ 10,093,833,000	\$ 5,223,114,250
l = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
l = 3	\$ 5,878,962,000	\$ 3,959,547,600	\$ 1,105,238,000	\$ 6,733,378,000	\$ 4,619,448,000
l = 4	\$ 8,682,081,000	\$ 8,138,473,000	\$ 8,060,717,000	\$ 13,415,499,000	\$ 11,133,542,000
l = 5	\$ 1,137,992,000	\$ 1,419,001,000	\$ 424,386,000	\$ 468,522,000	\$ 468,522,000
l = 6	\$ 1,202,381,000	\$ 1,178,281,000	\$ 749,641,000	\$ 3,849,794,000	\$ 2,934,834,130
l = 7	\$ 82,536,311,144	\$ 86,756,124,310	\$ 80,857,921,575	\$ 83,635,445,965	\$ 75,526,779,856
l = 8	\$ 17,490,073,875	\$ 20,992,399,625	\$ 3,744,389,400	\$ 19,126,061,695	\$ 9,979,049,395
l = 9	\$ 25,162,849,600	\$ 13,719,280,600	\$ 13,838,472,600	\$ 7,415,979,600	\$ 8,075,161,600
l = 10	\$ 1,145,919,027	\$ 1,360,822,926	\$ 958,591,970	\$ 4,770,342,454	\$ 4,012,842,816
Total	\$ 147,997,636,187	\$ 141,419,699,062	\$ 126,665,840,046	\$ 149,508,855,713	\$ 121,973,294,047
l	Nivel de tensión 1				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
l = 11	\$ 25,968,378,000	\$ 25,272,947,000	\$ 22,747,703,000	\$ 26,007,817,000	\$ 24,151,202,000
l = 12	\$ 28,262,534,387	\$ 24,410,545,481	\$ 22,556,019,043	\$ 24,006,453,099	\$ 21,691,324,521
Total	\$ 54,230,912,387	\$ 49,683,492,481	\$ 45,303,722,043	\$ 50,014,270,099	\$ 45,842,526,521

Acorde a lo indicado en el numeral 2.3.8, los montos de inversión anual de plan de inversión, por nivel de tensión, no pueden superar el 8% del costo de reposición de referencia, CRR_j . Para validar si esto se cumple, en la Tabla 2.19 se presenta un resumen de los montos totales por año y nivel de tensión, y el valor límite permitido ($CRR_j * 8\%$).

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

Tabla 2.19 Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan 2019 - 2023 con respecto al 8% de la variable CRR.

NIVEL	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	CRR,*8%
4	\$ 14,303.27	\$ 47,132.48	\$ 71,420.82	\$ 30,593.50	\$ 17,518.41	\$ 98,767.56
3	\$ 23,294.31	\$ 29,078.04	\$ 30,510.29	\$ 34,913.41	\$ 24,200.17	\$ 44,009.81
2	\$ 147,997.64	\$ 141,419.70	\$ 126,665.84	\$ 149,508.86	\$ 121,973.29	\$ 308,894.29
1	\$ 54,230.91	\$ 49,683.49	\$ 45,303.72	\$ 50,014.27	\$ 45,842.53	\$ 125,878.89
TOTAL	\$ 239,826.12	\$ 267,313.71	\$ 273,900.68	\$ 265,030.04	\$ 209,534.39	\$ 577,550.55

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

De la Tabla 2.19 se observa que todos los valores de inversión están por debajo del 8% del costo de reposición de referencia respectivo, con lo cual, se cumple lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2020

Para el segundo año del periodo tarifario (año 2020), dentro del plan 2019 - 2023 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 2020

Los proyectos de inversión aprobados para su ejecución en el año 2020 se presentan de forma agrupada en la Tabla 2.20. Se indican los niveles de tensión y tipo de inversión definidos para cada proyecto.

Tabla 2.20 Proyectos de inversión aprobados para el año 2020.

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
PEI0601TYDCE	Ampliación de capacidad de la subestación Urabá 220/110/44 kV	3 y 4	II
PEI0876TYDCE	Cambio rápido transformador de potencia subestaciones Poblado y Miraflores	2	II y III
PEI0649TYDCE	Conexión PCH La Chorrera - SE Yarumal II 110 kV	4	II
PEI0650TYDCE	Conexión PCH Mulatos I	3	I y II
PEI0557TYDLI	Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV	2, 3 y 4	I y II
PEI0348TYDLI	Cumplimiento Resolución 0222/2011, sobre manejo integral de residuos peligrosos tipo PCB's	1	III
NEG0097TYDLI	Expansión VP T&D	1, 2 y 3	I, II, III y IV
PIGA	Inversiones reconocidas para gestión de activos	4	IV
NEG1000TYDLI	Mejoramiento de la calidad en media tensión	1, 2 y 3	II, III y IV
PEI0578TYDCE	Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV	2, 3 y 4	II
PEI0579TYDCE	Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV	2, 3 y 4	I y II
PEI0555TYDCE	Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV	2, 3 y 4	I, II y III

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
PEI0556TYDCE	Modernización subestación Santa Fe de Antioquia 110/44/13.2 kV	2, 3 y 4	I, II y III
PEI0110TYDLI	Normalización de la T Amagá - Bolombolo - Hispania	3 y 4	I, II y III
PEI0400TYDCE	Nueva subestación Yondó 34.5/13.2 kV	2 y 3	I y II
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	3 y 4	III
BP1990713	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - EPM	1 y 2	III y IV
NEG0100TYDL	Reposición VP T&D	1, 2 y 3	I, II y III
PEI0399TYDCE	Reubicación subestación Bolívar 44/13.2 kV	2	II

Los proyectos de inversión presentados en la Tabla 2.20 se pueden desagregar por municipio, nivel de tensión y tipo de inversión. Los montos aprobados con este nivel de detalle se pueden consultar en los anexos 2 y 7.

2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2020

Las inversiones aprobadas para ser ejecutadas en el año 2020, y que se derivan de los proyectos indicados en el numeral 2.4.1, se incluyen en la variable $INVA_{j,n,l,2}$, 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 2.21.

Tabla 2.21 Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2020.

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,2}^*$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	3,895,769,000	9,301,143,000	8,907,117,000	22,104,029,000
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	3,959,547,600	2,910,725,774	13,357,004,961	20,227,278,335
4	Equipos de control y comunicaciones	-	8,138,473,000	1,667,940,708	3,044,844,448	12,851,258,156
5	Equipos de subestación	-	1,419,001,000	290,504,000	948,696,000	2,658,201,000
6	Otros activos subestación	-	1,178,281,000	1,556,236,876	8,642,595,580	11,377,113,456
7	Líneas aéreas	-	86,756,124,310	9,915,288,459	10,871,397,465	107,542,810,234
8	Líneas subterráneas	-	20,992,399,625	888,525,500	0	21,880,925,125
9	Equipos de línea	-	13,719,280,600	1,186,854,474	0	14,906,135,074
10	Centro de control	-	1,360,822,926	1,360,822,926	1,360,822,926	4,082,468,778
11	Transformadores de distribución	25,272,947,000	-	-	-	25,272,947,000
12	Redes de distribución	24,410,545,481	-	-	-	24,410,545,481
TOTAL		49,683,492,481	141,419,699,062	29,078,041,717	47,132,478,380	267,313,711,640

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

Se observa una inversión total planeada de \$ **267,313,711,640**, y para cada nivel de tensión, el valor está por debajo del costo de reposición de referencia dado en la Tabla 2.13.

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 6.

2.4.3. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2020

Las metas de calidad media están determinadas por los indicadores $SAIDI_{M_{j,t}}$ y $SAIFI_{M_{j,t}}$, acorde con la Tabla 2.14 y la Tabla 2.15, para el 2020 se aprobaron los siguientes indicadores:

Tabla 2.22 Metas del indicador de duración de eventos año 2020.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2020	11.758	11.817	11.876
<i>valores en horas al año</i>			

Tabla 2.23 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2020.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	$SAIFI_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2020	8.955	9.000	9.045
<i>Valores en cantidad de eventos al año</i>			

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

Para el caso de las metas de calidad individual, estas están determinadas por los indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, los cuales, se presentan en la Tabla 2.16 y la Tabla 2.17. Si a un usuario se le entrega un indicador por encima de los índices de calidad mínima garantizada, el usuario deberá ser compensado si se cumple la condición definida en el numeral 5.2.4.3 de la resolución CREG 015 del 2018.

2.4.4. Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2020

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 2020.

Tabla 2.24 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2020.

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

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

3. SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2020

En este numeral se presentan las inversiones finalmente ejecutadas por EPM en el año 2020 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 2020

Las inversiones en activos relacionados a los proyectos del plan, ejecutadas en el año 2020, se presentan a continuación:

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

El total de las inversiones en activos puestos en operación en el año 2020 se incluyen en la variable $INVR_{j,n,l,2}$, 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 2020. Sin Acote.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,2}^*$ - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	5,718,620,250	2,547,501,750	29,356,377,000	37,622,499,000
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	1,725,464,000	2,534,805,734	11,526,555,136	15,786,824,870
4	Equipos de control y comunicaciones	-	12,350,703,005	1,801,040,985	2,833,918,414	16,985,662,403
5	Equipos de subestación	-	18,367,000	129,210,000	223,803,000	371,380,000
6	Otros activos subestación	-	2,138,271,000	1,379,357,050	3,018,030,123	6,535,658,173
7	Líneas aéreas	-	90,527,248,786	19,766,098,209	932,391,642	111,225,738,637
8	Líneas subterráneas	-	6,887,326,324	518,935,746	0	7,406,262,070
9	Equipos de línea	-	17,778,282,000	129,811,000	0	17,908,093,000
10	Centro de control	-	4,858,328,136	4,858,328,136	4,858,328,136	14,574,984,407
11	Transformadores de distribución	29,708,018,000	-	-	-	29,708,018,000
12	Redes de distribución	37,411,016,332	-	-	-	37,411,016,332
TOTAL		67,119,034,332	142,002,610,499	33,665,088,610	52,749,403,450	295,536,136,892

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

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

Con base en lo anterior, a los valores por categorías y niveles de tensión 1, 2 y 3, presentados en la Tabla 3.1, se les aplica el acote con límite superior correspondiente a $1.1*(INVA_{j,n,l,2})$ dado en la Tabla 2.21), 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 2020. Incluye el acote del $1.1*INVA_{j,n,l,2}$ para N1, N2 y N3.

I	Descripción	$INVR_{j,n,l,2}^*$ - valores acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	4,285,345,900	2,547,501,750	29,356,377,000	36,189,224,650
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	1,725,464,000	2,534,805,734	11,526,555,136	15,786,824,870
4	Equipos de control y comunicaciones	-	8,952,320,300	1,801,040,985	2,833,918,414	13,587,279,699
5	Equipos de subestación	-	18,367,000	129,210,000	223,803,000	371,380,000
6	Otros activos subestación	-	1,296,109,100	1,379,357,050	3,018,030,123	5,693,496,273
7	Líneas aéreas	-	90,527,248,786	10,906,817,304	932,391,642	102,366,457,732
8	Líneas subterráneas	-	6,887,326,324	518,935,746	0	7,406,262,070
9	Equipos de línea	-	15,091,208,660	129,811,000	0	15,221,019,660
10	Centro de control	-	1,496,905,219	1,496,905,219	4,858,328,136	7,852,138,573
11	Transformadores de distribución	27,800,241,700	-	-	-	27,800,241,700
12	Redes de distribución	26,851,600,030	-	-	-	26,851,600,030
TOTAL		54,651,841,730	130,280,295,288	21,444,384,788	52,749,403,450	259,125,925,256

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

Respecto a la ejecución del año 2019, para calcular el $INVR_{j,n,l,1}$ máximo reconocido también se aplicó la misma condición de acote antes mencionada, en función de lo planeado en 2019. Al limitar la variable $INVR_{j,n,l,1}$, quedaron pendiente por remunerar los valores sobrantes o excedentes que se presentan en la Tabla 3.3, los cuales, fueron ejecutados en 2019, pero de manera adicional al límite de variable $INVR_{j,n,l,1}$. 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 $INVR_{j,n,l,2}$ del año 2020.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

Tabla 3.3 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2019.

l	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,1}^*$ - pendientes por remunerar 2019				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	0	0	0	0
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	424,131,268	0	0	424,131,268
4	Equipos de control y comunicaciones	-	1,902,122,900	0	0	1,902,122,900
5	Equipos de subestación	-	0	1,526,668,000	0	1,526,668,000
6	Otros activos subestación	-	638,014,900	0	0	638,014,900
7	Líneas aéreas	-	0	0	0	0
8	Líneas subterráneas	-	0	168,189,687	0	168,189,687
9	Equipos de línea	-	0	0	0	0
10	Centro de control	-	388,619,135	388,619,135	0	777,238,271
11	Transformadores de distribución	1,136,619,200	-	-	-	1,136,619,200
12	Redes de distribución	0	-	-	-	0
TOTAL		1,136,619,200	3,352,888,203	2,083,476,822	0	6,572,984,226

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

A continuación, para el reconocimiento de los excedentes que quedaron pendiente de remunerar en 2019, al resultado por categoría y nivel de tensión, dado en la Tabla 3.2, se le adiciona la ejecución excedente del $INVR_{j,n,l,1}$ año 2019, presentada en la Tabla 3.3, con lo cual, se logra el valor del $INVR_{j,n,l,2}$ a ser considerado para el cálculo de la base de activos nuevos del año siguiente (2021). 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 2020. Incluye el acote del $1.1 * INVA_{j,n,l,2}$ más el excedente del año 2019.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,2}^*$ - valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente 2019				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	4,285,345,900	2,547,501,750	29,356,377,000	36,189,224,650
2	Compensación reactiva	-	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	-	2,149,595,268	2,534,805,734	11,526,555,136	16,210,956,138
4	Equipos de control y comunicaciones	-	10,854,443,200	1,801,040,985	2,833,918,414	15,489,402,599
5	Equipos de subestación	-	18,367,000	1,655,878,000	223,803,000	1,898,048,000

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2020**

I	Descripción	INVR _{j,n,l,2} * - valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente 2019				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
6	Otros activos subestación	-	1,934,124,000	1,379,357,050	3,018,030,123	6,331,511,173
7	Líneas aéreas	-	90,527,248,786	10,906,817,304	932,391,642	102,366,457,732
8	Líneas subterráneas	-	6,887,326,324	687,125,433	0	7,574,451,757
9	Equipos de línea	-	15,091,208,660	129,811,000	0	15,221,019,660
10	Centro de control	-	1,885,524,354	1,885,524,354	4,858,328,136	8,629,376,844
11	Transformadores de distribución	28,936,860,900	-	-	-	28,936,860,900
12	Redes de distribución	26,851,600,030	-	-	-	26,851,600,030
TOTAL		55,788,460,930	133,633,183,491	23,527,861,611	52,749,403,450	265,698,909,482

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

Ahora, para calcular el excedente de inversiones ejecutadas en el año 2020 y que serán incluidas y reconocidas en la ejecución del año 2021, 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 2020.

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

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

Al comparar la Tabla 3.3 y la Tabla 3.5, se observa que en el año 2020 el total de los excedentes de inversiones de la variable $INVR_{j,n,l,t}$ fueron 5.54 veces mayor a los obtenidos en el año 2019. A pesar de que en el 2020 algunas categorías de activos dejaron de tener excedentes en comparación con el 2019, aparecieron otras categorías, como por ejemplo, líneas aéreas de nivel 3 y redes de nivel 1, que superaron el $1.1 * INVA_{j,n,l,t}$, lo que ocasionó mayores excedentes.

Del total de las inversiones realizadas en 2020, dadas en la Tabla 3.1, acorde con la Tabla 3.5, \$ 36,410,211,636 excedieron el límite permitido, lo que representa un 12.32% de ejecución que queda sin remunerar y que podrá incluirse en las inversiones ejecutadas en el año 2021, para su reconocimiento.

De la inversión aprobada en el plan de inversiones, por valor \$ 267,313,711,640, se ejecutaron sin acotar \$ 295,536,136,892, lo que corresponde a un porcentaje de ejecución del 110.6% respecto al plan Aprobado. Si se considera la ejecución acotada de la Tabla 3.2, por valor de \$ 259,125,925,256, el porcentaje de ejecución considerado sería del 96.9%. Si además, se considera el valor acotado más el excedente del año 2019, presentado en la Tabla 3.4, por valor de \$ 265,698,909,482, el porcentaje de ejecución definido para el año 2020 sería del 99.4%. Dado que el porcentaje es inferior al 100% del INVA, se infiere que la ejecución del 2020 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 2020 la variable $INVTR_{j,n,TI,l,2}$ se presenta en el Anexo 6. Adicionalmente, el listado de unidades constructivas puestas en operación en el año 2020 y de donde se obtiene el valor de las variables $INVTR_{j,n,TI,l,2}$, e $INVR_{j,n,l,2}$, se encuentra en el Anexo 4.

3.1.2. Inversiones ejecutadas por proyectos del plan

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2020, para cada uno de los proyectos del plan, se presentan en el Anexo 7.

3.1.3. Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura

Con respecto al plan de expansión de cobertura año 2020, la CREG aún no ha dado su aprobación. Sin embargo, este ya cuenta con aprobación de la UPME y fue ejecutado por EPM como inversiones adicionales a las presentadas en los numerales 3.1.1 y 3.1.2.

El listado de UC asociadas al plan de expansión de cobertura ejecutado por EPM en el año 2020 se incluyó en los formatos INVTR e INVA, los cuales pueden ser consultados en los Anexos 2 y 4. Estas UC se reportan como inversiones ejecutadas por EPM que no estaban incluidas en el plan de inversiones y se encuentran identificados con el tipo de inversión V. Para el cálculo del ingreso no se incluyó la valoración de estos activos, debido a que no han sido aprobados.

3.1.4. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio

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

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

El 21 de diciembre de 2020, la auditoría realizada por OR BETTER Consultores certifica que EPM cumple con el requisito definido en el literal f) antes mencionado, y emitió el certificado presentado en el Anexo 13.

De los 806 circuitos de EPM, 575 cuentan con el tercer equipo de corte y maniobra tele controlados, lo que equivale al 71.34%.

Las inversiones específicas del proyecto de calidad del servicio se pueden observar a nivel de unidad constructiva en el Anexo 2 y Anexo 4, bajo el proyecto: *NEG1000TYDLI - Mejoramiento de la calidad en media tensión.*

3.1.5. Inversiones en gestión de activos

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2020, relacionadas a la implementación del Sistema de Gestión de Activos del negocio de distribución de energía de EPM, se presentan en la Tabla 3.6, para cada unidad constructiva del plan de inversiones.

Tabla 3.6 Inversiones en el Sistema de Gestión de Activos en el año 2020.

UC	Descripción	Valor ejecutado en el año 2020*
NOP15	Activos SGA EPM - Software para Gestión de Activos - EAM (incluye administración y mantenimiento de licenciamiento)	\$ 206,399,673
NOP16	Activos SGA EPM - business intelligence (BI)	\$ 300,184,945
NOP18	Activos SGA EPM - SAM del data quality	\$ 200,924,310
NOP21	Activos SGA EPM - Automatización de Criticidad nivel III y nivel VI	\$ 108,823,647
TOTAL		\$ 816,332,575

* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017

Para el año 2020 se reportó una inversión total ejecutada de \$ 816,332,575. En el Anexo 8, se presenta un documento con el avance en la implementación del sistema de gestión de activos.

3.1.6. Inversiones en unidades constructivas especiales

En el año 2020 fue necesaria la creación de unidades constructivas especiales, los valores y cantidades ejecutados y solicitados para ser remunerados se presentan en la Tabla 3.7. Considerando también los valores invertidos en las UC de gestión de activos, las cuales, son también UC especiales, se ejecutó una inversión de \$ 16,067,811,450, lo que corresponde al 6% del total del plan 2020 y al 5.4% de la ejecución total sin acotar en el año 2020.

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

Tabla 3.7 Inversiones en UC especiales en el año 2020.

UC Especial	Descripción UC Especial	# Cond.	l	Vida útil	Valor instalado*	Cantidad solicitada	Valor Total*
N2L200	km de canalización urbana aérea autosoportada, en tubería conduit RMC (12x6")		8	45	20,653,506,461	0.038	784,833,246
N2EQ70	Equipo combinado de medida - Conjunto de medición trifásico		4	10	25,746,004	23	592,158,092
N3EQ50	Equipo con tenoclogía IP/MPLS - NE05		4	10	26,593,767	15	398,906,511
N4EQ50	Equipo con tenoclogía IP/MPLS - NE08		4	10	56,795,277	6	340,771,664
N2P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 3, N2 - 13,2 KV		4	10	199,156,913	1	199,156,913
N3L150	km de conductor (3 fases) ACCC 295 kcmil- HTLS	4	7	45	103,491,186	1.69	233,200,139
N3L140	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención 72.5 mts		7	45	1,191,595,868	2	2,383,191,736
N3L141	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención 32.5 mts		7	45	680,182,376	2	1,360,364,752
NOP12	Centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS)		10	10	15,411,241,000	58.13%	8,958,895,823
SUBTOTAL							15,251,478,875
NOP15+ NOP16+ NOP18+ NOP21	UC Gestión de Activos Tabla 3.6		10	10			816,332,575
TOTAL							16,067,811,450

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

l: categoría de activo

Notas:

- El valor total se obtiene al multiplicar el valor instalado (valor unitario) por la cantidad.
- En el caso de la UC NOP12 se instaló el 58.13% del valor definido por la CREG para esta UC.
- En el caso de la N3L150, el valor total se obtiene al multiplicar el valor instalado (valor unitario) por la cantidad y por 4/3, los cuales, obedecen al número de conductores (# cond) instalados. Se instalaron 4 conductores y la UC está definida trifásica (3 conductores).

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

Para algunos de los proyectos desarrollados en el año 2020, se debió incurrir en costos socioambientales, 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 2020 el resumen de estos costos se presenta en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Costos socioambientales ejecutados en proyectos de inversión año 2020.

Nombre del Proyecto	Concepto	Valor por nivel de tensión [\$ - dic 2017]				
		N4	N3	N2	N1	TOTAL
Nueva subestación Yondó 34.5/13.2 kV	Costo Ambiental	0	110,166,565	67,521,443	0	177,688,009
Modernización subestación Santa Fe de Antioquia 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	14,993,005	29,986,010	54,974,351	0	99,953,366
Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	276,114,265	0	107,377,770	0	383,492,035
Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV	Costo Ambiental	50,718,593	0	1,568,616	0	52,287,210
Ampliación de capacidad de la subestación Urabá 220/110/44 kV	Costo Ambiental	83,075,161	3,461,465	0	0	86,536,626
Circuito de alimentación 34.5 kV en nueva subestación Yondó	Costo Ambiental	0	638,813,360	0	0	638,813,360
Plan de choque VP T&D - Subestaciones	Costo Ambiental	69,072,526	3,713,577	1,485,431	0	74,271,534
Conexión Colanta - S/E San Pedro de los Milagros 44 kV	Costo Ambiental	0	27,597,591	0	0	27,597,591
Cambio rápido transformador de potencia subestaciones Poblado y Miraflores	Costo Ambiental	0	0	52,510,461	0	52,510,461
		N4	N3	N2	N1	TOTAL
Total	Costo Ambiental	493,973,550	813,738,568	285,438,073	0	1,593,150,191

De la Tabla 3.8, para cada nivel de tensión se observan costos solo del componente ambiental, para un total de \$ 1,593,150,191, lo que corresponde al 0.6% del total del plan 2020 y al 0.54% de la ejecución total sin acotar en el año 2020. Los soportes que sustentan estos costos se pueden consultar en el Anexo 9.

3.1.8. Diagramas unifilares actualizados

El diagrama unifilar de todo el sistema de distribución y los diagramas unifilares de las subestaciones, actualizados con corte a diciembre del año 2020, se pueden consultar en el Anexo 10.

3.2. Avance en el cumplimiento de las Metas

A continuación se presentan los valores obtenidos por EPM en el año 2020, en comparación con las metas de inversiones, calidad y pérdidas aprobadas en el plan 2019 - 2023.

3.2.1. Cumplimiento de las inversiones en activos

El cumplimiento de las metas de inversiones para el año 2020 se mide a través de la relación $INVR_{j,n,l,2} / INVA_{j,n,l,2}$ (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 2.21 (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 3.9.

Tabla 3.9 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2020. Ejecución no acotada.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,2_no\ acotado} / INVA_{j,n,l,2}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	146.8%	27.4%	329.6%	170.2%
2	Compensación reactiva	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
3	Bahías y celdas	-	43.6%	87.1%	86.3%	78.0%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	151.8%	108.0%	93.1%	132.2%
5	Equipos de subestación	-	1.3%	44.5%	23.6%	14.0%
6	Otros activos subestación	-	181.5%	88.6%	34.9%	57.4%
7	Líneas aéreas	-	104.3%	199.3%	8.6%	103.4%
8	Líneas subterráneas	-	32.8%	58.4%	N.A.	33.8%
9	Equipos de línea	-	129.6%	10.9%	N.A.	120.1%
10	Centro de control	-	357.0%	357.0%	357.0%	357.0%
11	Transformadores de distribución	117.5%	-	-	-	117.5%
12	Redes de distribución	153.3%	-	-	-	153.3%
TOTAL		135.1%	100.4%	115.8%	111.9%	110.6%
N.A.: no aplica						

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO - AÑO 2020

De la Tabla 3.9 se observa una ejecución total del 135.1% para nivel de tensión 1; del 100.44% para nivel 2; del 115.8% para nivel 3; y del 111.9% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2020, si no se consideran acotes, fue del 110.6%.

Ahora, considerando los valores de ejecución acotada del 2020 más los excedentes del año 2019, presentados en la Tabla 3.4, al dividirlos entre los valores planeados de la Tabla 2.21, los porcentajes de ejecución se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2020. Ejecución acotada más excedentes 2019.

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,2_acotado+excedentes\ 2019} / INVA_{j,n,l,2}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-	110.0%	27.4%	329.6%	163.7%
2	Compensación reactiva	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
3	Bahías y celdas	-	54.3%	87.1%	86.3%	80.1%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	133.4%	108.0%	93.1%	120.5%
5	Equipos de subestación	-	1.3%	570.0%	23.6%	71.4%
6	Otros activos subestación	-	164.1%	88.6%	34.9%	55.7%
7	Líneas aéreas	-	104.3%	110.0%	8.6%	95.2%
8	Líneas subterráneas	-	32.8%	77.3%	N.A.	34.6%
9	Equipos de línea	-	110.0%	10.9%	N.A.	102.1%
10	Centro de control	-	138.6%	138.6%	357.0%	211.4%
11	Transformadores de distribución	114.50%	-	-	-	114.5%
12	Redes de distribución	110.00%	-	-	-	110.0%
TOTAL		112.3%	94.5%	80.9%	111.9%	99.4%
N.A.: no aplica						

Considerando la condición de la Tabla 3.10 se observa una ejecución total del 112.3% para nivel de tensión 1; del 94.5% para nivel 2; del 80.9% para nivel 3; y del 111.9% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2020, bajo la condición de acote e inclusión de excedentes del 2019, fue del 99.4%. Se obtuvo una disminución en la ejecución debido al acote de los niveles de tensión 1, 2 y 3.

3.2.2. Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado

En el año 2020, para EPM existen desviaciones de la ejecución respecto a lo planteado en el plan de inversiones, en su generalidad obedecen las siguientes causas:

- ✓ Fuerza mayor: Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC como lo es, por ejemplo, emergencia sanitaria por

Convid-19, retrasos por procesos jurídicos en la imposición de servidumbres, incumplimiento de proveedores en la entrega de equipos y problemas de orden público que impidieron el acceso a las zonas de los proyectos.

- ✓ Ajustes administrativos: Decisiones empresariales que llevaron a adelantar o atrasar proyectos u obras específicas o a construir los activos en diferentes circuitos o subestaciones al aprobado en el plan de inversiones.
- ✓ Ingeniería/levantamiento: Los proyectos aprobados que contaban con ingeniería conceptual deben pasar por un proceso de levantamiento e ingeniería de detalle que puede conllevar a cambios sustanciales en el diseño.
- ✓ Otros permisos: Inconvenientes al gestionar y conseguir permisos relacionados con la construcción de los activos diferente a licencias ambientales, como lo son permisos de construcción tanto de entes públicos como concesionarios, permisos de tránsito, etc.
- ✓ Cambio de alcance UPME: Cambio de alcance solicitado por la UPME, lo que implicó un cambio en la fecha de entrada en operación.
- ✓ Cambio de fecha de entrada en operación debido a terceros: Terceros presentan cambios en la fecha de entrada en operación de sus proyectos, lo que retrasa la entrada en operación de UC construidas por el OR que pertenecen a dichos proyectos.

Una de las razones por las que fue necesaria la creación de proyectos adicionales al plan, es que en el Anexo 4 (INVTR) no se cuenta con columnas de número de conductores, esto hace que cuando el número de conductores instalados no concuerde con el del plan (lo cual es común, ya que muchos circuitos pueden iniciar en tramos trifásicos, pero en ciertos puntos se pueden derivar tramos monofásicos), se deban crear más proyectos, convirtiéndose en una desviación del plan.

En el Anexo 7 se presentan los proyectos aprobados para el año 2020 y su porcentaje de ejecución. El detalle y la justificación de la desviación de cada unidad constructiva asociada a cada proyecto se puede consultar en el Anexo 4.

3.2.3. Cumplimiento de las metas de calidad del servicio

El resultado de los indicadores de calidad media, $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$, para el año 2020 se presentan en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2020.

Descripción	$SAIDI_{j,2}$	$SAIFI_{j,2}$
Banda de indiferencia plan	11.758 - 11.876 horas	8.955 - 9.045 veces
Valor obtenido - año 2020	11.46 horas	6.67 veces

De la Tabla 3.11 se observa que tanto para el indicador $SAIDI_{j,2}$, como para el $SAIFI_{j,2}$, el valor obtenido se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, cumpliendo así con las metas y logrando un incentivo económico positivo para EPM, acorde a lo establecido en el numeral 5.2.3.2 de la resolución CREG 015 del 2018.

3.2.4. Cumplimiento de los índices de pérdidas

Para el año 2020 el valor del IP para el nivel 4 fue de 0.90 %, este fue calculado de acuerdo con la metodología estipulada en la Resolución CREG 015 de 2018, modificada mediante Resolución CREG 036 de 2019. Para los niveles 2 y 3 se utilizan los valores aprobados en resolución particular al OR de 1.12 % y 1.21%, respectivamente. Adicionalmente, para el año 2020, el nivel de tensión 1 cerró con un valor de 11.48% en comparación con el índice de pérdidas eficientes aprobado de 10.41%.

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 8, el anexo contiene: línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avances en su ejecución, cierre de brechas, inversiones realizadas y la estrategia para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución de EPM. Se incluye además un informe de diagnóstico y otro con las conclusiones del grado de madurez de la implementación.

3.3. Seguimiento a las bases de activos

En este numeral se presenta el resultado obtenido en el año 2020 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 2020, el valor obtenido para la variable $BRAFO_{j,n,2}$ se presenta en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2020.

Nivel de Tensión	$BRAFO_{j,n,2}^*$
1	\$ 16,142,713,879
2	\$ 22,396,924,079
3	\$ 12,863,846,903
4	\$ 27,846,599,018
Total	\$ 79,250,083,878

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

De la Tabla 3.12 se observa un total de \$ 79,250,083,878 que debe ser descontado del ingreso de EPM, debido a que corresponden al valor remanente de los activos que salieron de operación. El listado de unidades constructivas que salieron de operación en el año 2020 y de donde se obtiene el valor de la variable $BRAFO_{j,n,2}$, se puede consultar en el Anexo 3.

3.3.2. Base de terrenos al año 2020

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 2020, el valor obtenido para la variable $BRT_{j,n,2}$ se presenta en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2020.

Nivel de Tensión	$BRT_{j,n,2}^*$		
	Total al año 2019	Incremento año 2020	Total al año 2020
1	0	0	0
2	42,062,624	9,757,695	51,820,319
3	550,205,176	4,138,297	554,343,473
4	1,478,224,210	94,449,887	1,572,674,097
Total	2,070,492,010	108,345,879	2,178,837,889

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

-EL valor del BRT 2018 aún no se tiene en consideración pues no está aprobado. Sugerimos considerar incluir en la actualización de aprobación de cargos 2018 el valor adicional de terrenos de 2018.

De la Tabla 3.13, al año 2020 se observa un reconocimiento acumulado de terrenos en subestaciones por valor de 2,178,837,889, el cual no incluye el año 2018, debido a que no ha sido aprobado. El listado de unidades constructivas y sus áreas reconocidas, de donde se obtiene el valor de la variable $BRT_{j,n,2}$, se encuentra en los Anexos 1 al 4.

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 2020.

4.1. Formatos de reporte

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

- ✓ **OR_BRA0_Año2_Rev1:** Información de la base regulatoria de activos inicial.
- ✓ **OR_BRAFO_Año2_Rev2:** Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2020.
- ✓ **OR_INVA_Año2_Rev1:** Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado.
- ✓ **OR_INVTR_Año2_Rev2:** Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2020, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- ✓ **Circular_inversiones_2020_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 en el Anexo 11. Se entrega una geodatabase, la cual contiene cada variable, identificada por capas, y los atributos de cada activo, para el año 2020.

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 2020 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_2020_Epm:

- ✓ El valor de las bahías de alta de los transformadores de potencia se asignó al nivel de tensión de la unidad constructiva ya que se observó que así lo realizó la CREG en la aprobación del plan de inversión 2019 - 2023 de EPM. El único caso en que se cambió el nivel de tensión de la UC, es cuando la bahía es de conexión al STN, donde se le asignó al nivel 4.
- ✓ Fue necesario agregar más filas en el numeral 13.5 ya que se tenía mayor cantidad de proyectos con relación a los espacios disponibles.
- ✓ 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

EPM_INVA_2020_Rev1:

- ✓ 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 2019-2023, los equipos de línea con UC N2EQ10 que tienen categoría de equipos de subestación fueron incluidos en el INVA de equipos de subestación. Sin embargo, por coherencia en el reporte, se decide incluir los equipos de subestación que sirven a líneas, que fueron construidos y no estaban en el plan, en el formato de equipos de línea. Es importante entonces que la relación entre el INVA y el INVTR para los formatos de equipos de línea y equipos de subestación, se realice de manera conjunta y no por separado para que la totalidad concuerde y sea coherente a lo construido y aprobado.

EPM_BRAFO_2020_Rev2:

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

EPM_INVTR_2020_Rev2:

- ✓ A cada unidad constructiva que estaba en el plan de inversiones y no fue construida se le asignó una justificación tal como lo solicitó la comisión.
- ✓ Entendemos que, para los vanos de las UC de líneas, el campo IUA ajustado es un identificador único del activo (del vano), es decir, no debe repetirse en el formato del INVTR y sigue la codificación de la circular 029, por tanto, cada vano se diferencia en los 4 caracteres del C6 al C9 los cuales son alfanuméricos y guardan consistencia en la forma de codificación usada en la BRA0, 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 incluye la ejecución del PECOR 2020, el cual fue incluido en el INVTR y se le crearon proyectos como desviación al plan en el INVA, identificados con tipo de inversión V, ya que aún no ha sido aprobado por la comisión. El PECOR no fue incluido en la valoración.

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.

6. ANEXOS

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

Anexo 1. EPM_BRA0_Año2_Rev1.

Anexo 2. EPM_INVA_2020_Rev1.

Anexo 3. EPM_BRAFO_2020_Rev2.

Anexo 4. EPM_INVTR_2020_Rev2.

Anexo 5. Circular_inversiones_2020_Epm.xlsx

Anexo 6. Desagregación ejecución vs Plan 2020.

Anexo 7. Ejecución inversiones Proyectos Plan 2020.

Anexo 8. Avances implementación Gestión de Activos - 2020.

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

Anexo 10. Carpeta Unifilares.

Anexo 11. Carpeta capas georreferenciadas.

Anexo 12. Soporte UC especiales.

Anexo 13. Certificación esquema de calidad.