

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
AÑO 2019
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**

Objetivo: Presentar el seguimiento a la ejecución del plan de inversiones regulatorio del año 2019, de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P., dando así cumplimiento a lo estipulado en el numeral “6.5 Seguimiento de los planes de inversión”, de la resolución CREG 015 del 2018.

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 e indicadores de calidad del servicio entre otros. Se obtendrá información comparativa entre las inversiones y metas aprobadas en el plan de inversiones presentado por EPM y su ejecución en el año 2019, presentando las justificaciones necesarias para las desviaciones encontradas. Lo anterior, en cumplimiento de los requisitos mínimos dados por la CREG en la circular 024 del 2020.

Contenido

1	Sobre el plan de inversiones 2019-2023.	6
1.1	Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.	6
1.2	Descripción del sistema operado.	7
1.2.1	Área de influencia	8
1.2.2	Activos operados.	8
1.2.3	Cantidad de usuarios.....	8
1.2.4	Demanda de energía.....	9
1.2.5	Demanda de potencia.	9
1.2.6	Indicadores de calidad del servicio.	9
1.2.7	Solicitudes de conexión recibidas.	10
1.3	Plan de inversiones aprobado para el periodo 2019 – 2023.....	10
1.3.1	Proyectos más relevantes.	14
1.3.2	Costo de reposición de referencia.	15
1.3.3	Metas aprobadas en el periodo 2019-2023	15
1.3.4	Plan de inversiones aprobado año 2019	18
2	Ejecución de las inversiones aprobadas.	21
2.1	Avance de los proyectos.	21
2.2	Inversiones puestas en operación en el 2019.	21
2.2.1	Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura.	22
2.2.2	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio.	23
2.3	Indicadores de seguimiento y cumplimiento de metas.....	23
2.3.1	Seguimiento a la ejecución del plan de inversiones	23
2.3.2	Desviaciones del plan de inversión.	25
2.3.3	Avance en el Cumplimiento de metas.	25
2.4	Activos que salieron de operación en el año 2019.....	26
2.5	Base regulatoria de terrenos al año 2019.....	27
2.6	Gestión de Activos.....	27

2.7	Costos socio-ambientales, y de servidumbre.....	27
2.8	UC especiales.....	29
3	Anexos.....	29

Índice de tablas

Tabla 1.	Activos operados por EPM.....	8
Tabla 2.	Cantidad de usuarios atendidos por EPM.....	9
Tabla 3.	Demanda energía en el sistema de EPM.....	9
Tabla 4.	Indicadores de calidad del servicio.....	9
Tabla 5.	Solicitudes de conexión al sistema de EPM.....	10
Tabla 6.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por municipio (valores en millones de pesos de dic-2017).....	10
Tabla 7.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por departamento (valores en millones de pesos de dic-2017).....	12
Tabla 8.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por tipo de inversión (valores en millones de pesos de dic-2017).....	12
Tabla 9.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por niveles de tensión (valores en millones de pesos de dic-2017).....	13
Tabla 10.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por categoría de activos (valores en millones de pesos de dic-2017).....	13
Tabla 11.	Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 según su clasificación (valores en millones de pesos de dic-2017).....	13
Tabla 12.	Inversiones aprobadas para los proyectos representativos plan regulatorio 2019-2023 (valores en millones de pesos de dic/2017).....	14
Tabla 13.	Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.....	15
Tabla 14.	Metas del indicador de duración de eventos, en horas al año.....	15
Tabla 15.	Metas del indicador de frecuencia de eventos, en cantidad de eventos al año.....	16
Tabla 16.	<i>Indicador de calidad individual duración, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2016</i>	16
Tabla 17.	<i>Indicador de calidad individual frecuencia, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2016</i>	16
Tabla 18.	Inversiones proyectadas en el periodo 2019 – 2023 [\$ - dic 2017].....	17
Tabla 19.	Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan con respecto al 8% de la variable CRR.....	18
Tabla 20.	Proyectos aprobados en el plan de inversión año 2019.....	18

Tabla 21. Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2019, por categorías de activos (I) y niveles de tensión. [\\$ - dic 2017].	19
Tabla 22. Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año.	20
Tabla 23. Meta del indicador de frecuencia de eventos, en cantidad de eventos al año.	20
Tabla 24. Índices de pérdidas eficientes año 2019.	21
Tabla 25. Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM. Año 2019, Variable INVRj,n,l,t, [\\$ - dic 2017]	21
Tabla 26. Inversiones en activos puestos en operación por plan de expansión de cobertura Año 2019, [\\$ - dic 2017]	22
Tabla 27. Ejecución promedio del plan de inversiones año 2019, por categoría de activos y nivel de tensión.	24
Tabla 28. Resultados de indicadores de calidad media EPM - año 2019.	25
Tabla 29. Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM. Año 2019, Variable BRAFOj,n,t, [\\$ - dic 2017]	26
Tabla 30. Base regulatoria de Terrenos año 2019.	27
Tabla 31. Costos ambientales proyectos de inversión año 2019.	27

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Índices de pérdidas eficientes (técnicas y no técnicas) por nivel de tensión.	16
---	----

1 Sobre el plan de inversiones 2019-2023.

En concordancia con el artículo 22, ítem f., de la resolución CREG 015 del 2018, es obligación de los operadores de red: *“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, en la solicitud de aprobación de ingresos y cargos, Empresas Públicas de Medellín E.S.P., en adelante EPM, presentó el plan de inversiones regulatorio, correspondiente al periodo 2019-2023, bajo los criterios, requisitos e indicaciones estipuladas en el capítulo 6 de la misma resolución.

En relación al plan de inversiones, se destacan los siguientes aspectos a considerar:

1.1 Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.

Dentro de la Resolución CREG 015 de 2018, en el capítulo 6. “Planes de Inversión”, se estableció dentro de los criterios generales para la presentación de los proyectos, que éstos *“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 en la solicitud de Ingresos, se indicaron los beneficios considerados para estas evaluaciones, 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 las 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 pues 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.

1.2 Descripción del sistema operado.

El sistema de distribución de energía de EPM se encuentra caracterizado de la siguiente manera:

1.2.1 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.

1.2.2 Activos operados.

El estado del sistema eléctrico de EPM con los activos operados al año 2019 y los que se espera tener en operación en un horizonte de 5 años, se presenta en la

Tabla 1.

Tabla 1. Activos operados por EPM.

Aspecto	Clasificación	2019(E)*	2019(P)	2020(P)	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Subestaciones	Cantidad total	138	138	139	139	141	141
	Transformación total (MVA)	8369	8354	8677	8689	9214	9291
	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	89	90	90	90	90
	Transformación (MVA) nivel 220 kV	4466	4466	4466	4466	4466	4466
	Transformación (MVA) nivel 4	2972	2972	3260	3260	3737	3797
	Transformación (MVA) nivel 3	931	916	951	964	1011	1028
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	1476	1477	1512	1552	1552	1552
	Total nivel de tensión 3 (km)	2429	2415	2441	2535	2544	2551
	Total nivel de tensión 2 (km)	50176	48978	49359	49586	49961	50125
	Total nivel de tensión 1 (km)	41242	40134	41025	41904	42765	43659
Transformador NT1	Cantidad transformadores distribución	125962	126865	129889	132595	135845	138779

* (E): en operación al 2019; (P): esperado en operación en el horizonte de 5 años

En la

Tabla 1, es posible observar las cantidades en activos planeadas a operar al año 2019 vs las finalmente logradas, y el horizonte de planeación considerado durante la elaboración del plan. Se observa que en general existe una tendencia de crecimiento, sin embargo, en casos como el de km de redes de nivel 1 y 2, lo logrado en 2019 superó incluso lo planeado a 2020, por lo que todo el horizonte de planeación se verá afectado en un aumento mayor.

1.2.3 Cantidad de usuarios.

La cantidad total de usuarios dentro del sistema de EPM al año 2019 fue 2,482,344 usuarios, de los cuales 2,271,686 corresponden a usuarios urbanos y 210,658 corresponde a usuarios rurales. De acuerdo con las proyecciones en cantidad de usuarios por EPM, se esperaba que para el año 2019 se contara con un total de 2,490,661

usuarios, lo cual corresponde a una desviación de 8,317 usuarios por debajo de lo esperado (-0.33%). En la Tabla 2 se indica la cantidad de usuarios proyectados en la elaboración del plan de inversiones para el horizonte de 5 años y la cantidad real en el 2019.

Tabla 2. Cantidad de usuarios atendidos por EPM.

Descripción	2019(E)*	2019(P)	2020(P)	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Cantidad de usuarios	2,482,344	2,490,661	2,569,034	2,645,365	2,718,785	2,789,072

* (E): atendidos en el 2019; (P): se espera atender en el horizonte de planeación

1.2.4 Demanda de energía.

La demanda de energía en el sistema eléctrico de EPM en 2019 fue de 9,441,035 MWh, la cual, en comparación con la esperada (10,111,899 MWh) según las proyecciones de consumos de energía que se plantearon durante la ejecución del plan, se encuentran 670,864 MWh por debajo, lo que equivale a un -6,63%. En la Tabla 3 se indica la demanda total de energía proyectada en la elaboración del plan de inversiones para el horizonte de 5 años.

Tabla 3. Demanda energía en el sistema de EPM.

Año	2019(E)*	2019(P)	2020(P)	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Demanda total del sistema (MWh)	9,441,035	10,111,899	10,276,723	10,444,234	10,614,475	10,787,491

* (E): en el 2019; (P): Planeado

1.2.5 Demanda de potencia.

Al momento de realizar el plan de inversiones se contaba con una cifra de demanda máxima del sistema en 2,542 MW, sin embargo, la demanda de potencia máxima para el sistema eléctrico de EPM en 2019 fue de 1,427 MW, lo cual se encuentra muy por debajo de la potencia máxima proyectada. Se aclara que estas cifras no son comparables, dado que el valor proyectado para el 2019 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.

1.2.6 Indicadores de calidad del servicio.

La medición de los indicadores de calidad del servicio en 2019 se presenta en la Tabla 4, así como la proyección en el horizonte de 5 años (Metas):

Tabla 4. Indicadores de calidad del servicio.

Indicador Calidad del	2019(E)	2019(P)	2020(P)	2021(P)	2022(P)	2023(P)
-----------------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Servicio						
SAIDI [horas]	14,23	12,84	11,81	10,87	10,00	9,20
SAIFI [veces]	7,29	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0

** (E): obtenido en el 2019; (P): Planeado (metas)*

Para estos indicadores, la meta se cumple si el resultado obtenido está por debajo del esperado, en este sentido, de la Tabla 4, se observa que en 2019 la meta solo se cumplió para el indicador SAIFI. Para el caso del SAIDI, el incumplimiento se debió a que los circuitos priorizados para su intervención para el mejoramiento de este indicador se encontraban en zonas alteradas por orden público, imposibilitando las intervenciones completas planificadas sobre éstos. Asimismo, se presentaron inconvenientes logísticos al interior de la empresa los cuales están en procesos de cambio y mejoramiento continuo.

1.2.7 Solicitudes de conexión recibidas.

EPM recibe solicitudes para la conexión de nuevos clientes residenciales y comerciales. Durante 2019 se recibieron 94,861 solicitudes de conexión. De acuerdo con las proyecciones de conexiones de nuevos clientes, se esperaban 79,028 nuevas solicitudes, es decir, en 2019 se obtuvo un 20% adicional a lo esperado. En la Tabla 5 se indica la proyección de nuevas solicitudes de conexión empleadas en la elaboración del plan de inversiones, para el horizonte de 5 años.

Tabla 5. Solicitudes de conexión al sistema de EPM.

Descripción	2019(E)*	2019(P)	2020(P)	2021(P)	2022(P)	2023(P)
Cantidad de conexiones	94.861	79.028	78.373	76.330	73.420	70.287

** (E): obtenido en el 2019; (P): Esperadas en el horizonte de planeación*

1.3 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. Los valores aprobados se presentan en la Tabla 6 por municipio, Tabla 7 por departamento, Tabla 8 por tipo de inversión, Tabla 9 por nivel de tensión, Tabla 10 por categoría de activo y Tabla 11 por su clasificación de reposición, expansión, calidad o pérdidas.

Tabla 6. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por municipio (valores en millones de pesos de dic-2017).

Nombre Municipio	Código Municipio	Total	Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Abejorral	05002	4,393	Abriaquí	05004	368

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Aleandría	05021	2,616
Amagá	05030	4,489
Amalfi	05031	5,141
Andes	05034	9,184
Angelópolis	05036	1,797
Angostura	05038	982
Anorí	05040	6,614
Anzá	05044	1,433
Apartadó	05045	9,745
Arboletes	05051	14,135
Argelia	05055	2,295
Armenia	05059	629
Ayapel	23068	86
Barbosa	05079	15,683
Bello	05088	46,167
Belmira	05086	773
Betania	05091	1,691
Betulia	05093	5,770
Briceño	05107	5,841
Buritica	05113	893
Cáceres	05120	10,824
Caicedo	05125	2,907
Caldas	05129	13,458
Campamento	05134	2,906
Cañasgordas	05138	10,488
Caracolí	05142	13,196
Caramanta	05145	1,674
Carepa	05147	8,264
Carolina	05150	318
Caucasia	05154	19,982
Chigorodó	05172	5,318
Cisneros	05190	11,108
Ciudad Bolívar	05101	6,301
Cocorná	05197	23,516
Concepción	05206	612
Concordia	05209	2,338
Copacabana	05212	5,094
Dabeiba	05234	23,191
Donmatías	05237	4,250
Ebéjico	05240	5,060
El Bagre	05250	12,045
El Carmen de Atrato	27245	178
El Carmen de Viboral	05148	2,742
El Peñol	05541	3,162
El Retiro	05607	3,316

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
El Santuario	05697	3,950
Entrerriós	05264	1,852
Envigado	05266	57,556
Fredonia	05282	2,539
Frontino	05284	5,721
Giraldo	05306	893
Girardota	05308	9,238
Gómez Plata	05310	6,247
Granada	05313	4,970
Guadalupe	05315	5,497
Guarne	05318	4,350
Guatapé	05321	3,355
Heliconia	05347	977
Hispania	05353	880
Itagüí	05360	25,141
Ituango	05361	7,573
Jardín	05364	927
Jericó	05368	1,335
La Apartada	23350	44
La Ceja	05376	8,169
La Estrella	05380	21,759
La Pintada	05390	1,541
La Unión	05400	2,995
Liborina	05411	3,879
Maceo	05425	7,000
Marinilla	05440	3,492
Medellín	05001	290,953
Montebello	05467	1,119
Montelíbano	23466	14
Mutatá	05480	14,444
Nariño	05483	2,950
Nechí	05495	5,759
Necoclí	05490	20,767
Olaya	05501	240
Peque	05543	1,698
Pueblorrico	05576	1,067
Puerto Berrío	05579	5,332
Puerto Nare	05585	5,394
Puerto Triunfo	05591	9,582
Remedios	05604	10,717
Rionegro	05615	20,990
Riosucio	27615	17
Sabanalarga	05628	1,445
Sabaneta	05631	14,524
Salgar	05642	4,499
San Andrés de	05647	591

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Cuerquia		
San Carlos	05649	4,232
San Francisco	05652	1,331
San Jerónimo	05656	16,337
San José de la Montaña	05658	1,695
San Juan de Urabá	05659	1,517
San Luis	05660	10,001
San Pedro de los Milagros	05664	5,371
San Pedro de Urabá	05665	13,176
San Rafael	05667	9,682
San Roque	05670	4,055
San Vicente	05674	2,890
Santa Bárbara	05679	5,286
Santa Rosa de Osos	05686	20,203
Santafé de Antioquia	05042	12,870
Santo Domingo	05690	11,237

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
Segovia	05736	3,720
Sonsón	05756	21,197
Sopetrán	05761	2,967
Támesis	05789	3,619
Tarazá	05790	9,050
Tarso	05792	1,565
Titiribí	05809	2,057
Toledo	05819	2,677
Turbo	05837	41,549
Uramita	05842	7,409
Urao	05847	6,377
Valdivia	05854	11,982
Valparaíso	05856	713
Vegachí	05858	5,558
Venecia	05861	5,993
Yalí	05885	2,507
Yarumal	05887	16,332
Yolombó	05890	4,455
Yondó	05893	21,285
Zaragoza	05895	7,708
Total General		1,235,557

Tabla 7. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por departamento (valores en millones de pesos de dic-2017).

Departamento	Inversión Total
Antioquia	1,235,219
Chocó	195
Córdoba	144
Total general	1,235,557

Tabla 8. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por tipo de inversión (valores en millones de pesos de dic-2017).

Tipo proyecto*	Total inversiones
Tipo I	147,443
Tipo II	468,061
Tipo III	554,111
Tipo IV	65,942
Total general	1,235,557

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

Tabla 9. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por niveles de tensión (valores en millones de pesos de dic-2017).

Nivel de tensión	Total
1	245,075
2	636,662
3	128,254
4	225,566
Total general	1,235,557

Tabla 10. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 por categoría de activos (valores en millones de pesos de dic-2017).

Categoría	Descripción categoría	Total
1	Transformadores de potencia	109,793
3	Bahías y celdas	74,367
4	Equipos de control y comunicaciones	69,099
5	Equipos de subestación	6,556
6	Otros activos subestación	29,858
7	Líneas aéreas	523,367
8	Líneas subterráneas	73,312
9	Equipos de línea	76,281
10	Centro de control	27,849
11	Transformadores de distribución	124,148
12	Redes de distribución	120,927
Total general		1,235,557

Tabla 11. Desagregación de inversiones del plan 2019-2023 según su clasificación (valores en millones de pesos de dic-2017).

Clasificación	Total inversiones
Expansión	486,943
Reposición	532,058

<i>Calidad del servicio</i>	169,691
<i>Reducción y mantenimiento de pérdidas</i>	46,865
Total general	1,235,557

1.3.1 **Proyectos más relevantes.**

Dentro de los 56 proyectos aprobados para su ejecución dentro del plan de inversiones regulatorio 2019 – 2023 se destacan principalmente los siguientes proyectos dado su gran relevancia tanto para EPM como para los usuarios y las 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; igualmente se destacan la Conexión entre las subestaciones Urabá, Apartadó y Nueva Colonia, Nueva Subestación Ayurá, Nueva Subestación Calizas, Nueva Subestación San Lorenzo y Nueva Subestación Yondó las cuales están enfocadas en la atención de aumento de la demanda y expansión de las redes; también se destacan los proyectos de Modernización en la subestación Ancón Sur, Central, Guayabal, San Jerónimo, Plan de Choque Líneas y Subestaciones y Reposición VP T&D los cuales están enfocadas en la reposición de equipos. Finalmente se destacan los proyectos de Mejoramiento de Calidad en Media Tensión para mejorar el servicio al usuario final y el proyecto de 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 12.

Tabla 12. *Inversiones aprobadas para los proyectos representativos plan regulatorio 2019-2023 (valores en millones de pesos de dic/2017).*

Nombre del proyecto	Inversión total
<i>Ampliación de capacidad de la subestación Urabá 220/110/44 kV</i>	12,887
<i>Ampliación de capacidad subestación Rodeo</i>	23,187
<i>Ampliación subestación Santa Rosa 110 kV</i>	12,720
<i>Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV</i>	23,270
<i>Expansión VP T&D</i>	261,895
<i>Expansión y confiabilidad SE Caldas</i>	13,322
<i>Mejoramiento de la calidad en media tensión</i>	169,691
<i>Modernización subestación Ancón Sur</i>	10,515
<i>Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV</i>	16,904
<i>Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV</i>	13,241
<i>Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV</i>	11,057

Nombre del proyecto	Inversión total
Nueva subestación (sector Ayurá)	18,671
Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	26,383
Nueva subestación San Lorenzo 220 kV	15,848
Nueva subestación Yondó 34.5/13.2 kV	10,128
Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV	28,526
Plan de choque VP T&D - Subestaciones	70,963
Proyecto gestión y control pérdidas de energía - EPM	46,865
Reposición VP T&D	337,393
Total general	1,123,467

1.3.2 Costo de reposición de referencia.

El costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario (variable CRR_j) aprobado para EPM se presenta en la Tabla 13, por nivel de tensión.

Tabla 13. Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.

Variable	Valor \$ - dic 2017
CRR_j	7,219,381,878,427
Costo de reposición de referencia por nivel de tensión	
Nivel de tensión	Valor \$ - dic 2017
$n = 4$	1,234,594,502,239
$n = 3$	550,122,681,778
$n = 2$	3,861,178,619,757
$n = 1$	1,573,486,074,652

El valor anual del plan de inversión no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia CRR_j , es decir, debe ser inferior a \$ 577,550,550,274 [\$ dic-2017].

1.3.3 Metas aprobadas en el periodo 2019-2023

Las metas de calidad del servicio aprobadas por la comisión se presentan en la Tabla 14 - SAIDI, Tabla 15 - SAIFI, Tabla 16 - DIUG y Tabla 17 - FIUG:

Tabla 14. Metas del indicador de duración de eventos, 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 15. Metas del indicador de frecuencia de eventos, 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

Tabla 16. Indicador de calidad individual duración, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2016

	DIUG nivel de tensión 2 y 3			DIUG nivel de tensión 1		
	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>
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 17. Indicador de calidad individual frecuencia, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2016

	FIUG nivel de tensión 2 y 3			FIUG nivel de tensión 1		
	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>
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

Por su parte, EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes y no estaba en la obligación de presentar plan de reducción de pérdidas. Los indicadores de pérdidas aprobados, se presenta en la Ilustración 1, por nivel de tensión:

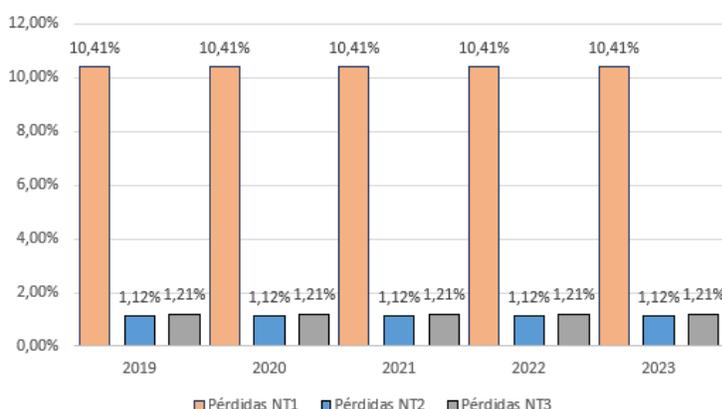


Ilustración 1. Índices de pérdidas eficientes (técnicas y no técnicas) por nivel de tensión.

Por último, las inversiones planeadas y aprobadas para el periodo 2019 – 2023 se presentan en la Tabla 18, por año, nivel de tensión y categoría de activos (*l*):

Tabla 18. Inversiones proyectadas en el periodo 2019 – 2023 [\$ - dic 2017].

<i>l</i>	Nivel de tensión 4				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
<i>l</i> = 1	\$ 1,722,858,936	\$ 8,907,117,000	\$ 20,449,260,000	\$ 13,632,840,000	\$ 0
<i>l</i> = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<i>l</i> = 3	\$ 4,019,552,585	\$ 13,357,004,961	\$ 5,492,697,147	\$ 5,672,725,820	\$ 4,193,949,253
<i>l</i> = 4	\$ 656,474,870	\$ 3,044,844,448	\$ 1,188,074,558	\$ 1,067,811,492	\$ 1,612,236,187
<i>l</i> = 5	\$ 609,456,644	\$ 948,696,000	\$ 203,292,000	\$ 203,292,000	\$ 0
<i>l</i> = 6	\$ 2,930,131,134	\$ 8,642,595,580	\$ 4,194,403,745	\$ 3,483,613,046	\$ 7,699,380,228
<i>l</i> = 7	\$ 3,218,875,715	\$ 10,871,397,465	\$ 38,934,501,252	\$ 1,762,879,500	\$ 0
<i>l</i> = 8	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<i>l</i> = 9	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<i>l</i> = 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

<i>l</i>	Nivel de tensión 3				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
<i>l</i> = 1	\$ 2,951,903,665	\$ 9,301,143,000	\$ 4,840,914,000	\$ 6,666,742,500	\$ 849,167,250
<i>l</i> = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<i>l</i> = 3	\$ 4,216,259,000	\$ 2,910,725,774	\$ 2,901,657,476	\$ 6,579,727,746	\$ 3,697,909,133
<i>l</i> = 4	\$ 1,779,251,000	\$ 1,667,940,708	\$ 1,114,702,524	\$ 3,258,159,605	\$ 2,234,681,940
<i>l</i> = 5	\$ 177,240,000	\$ 290,504,000	\$ 17,724,000	\$ 194,964,000	\$ 194,964,000
<i>l</i> = 6	\$ 1,133,455,500	\$ 1,556,236,876	\$ 565,464,000	\$ 2,305,411,266	\$ 1,610,271,030
<i>l</i> = 7	\$ 9,164,689,511	\$ 9,915,288,459	\$ 18,496,594,367	\$ 9,377,623,956	\$ 9,628,686,178
<i>l</i> = 8	\$ 0	\$ 888,525,500	\$ 500,930,065	\$ 438,366,400	\$ 250,831,620
<i>l</i> = 9	\$ 2,725,588,474	\$ 1,186,854,474	\$ 1,113,714,474	\$ 1,322,071,474	\$ 1,720,811,474
<i>l</i> = 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

<i>l</i>	Nivel de tensión 2				
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
<i>l</i> = 1	\$ 4,761,066,542	\$ 3,895,769,000	\$ 16,926,482,500	\$ 10,093,833,000	\$ 5,223,114,250
<i>l</i> = 2	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<i>l</i> = 3	\$ 5,878,962,000	\$ 3,959,547,600	\$ 1,105,238,000	\$ 6,733,378,000	\$ 4,619,448,000
<i>l</i> = 4	\$ 8,682,081,000	\$ 8,138,473,000	\$ 8,060,717,000	\$ 13,415,499,000	\$ 11,133,542,000
<i>l</i> = 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
	Nivel de tensión 1				
l	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

Para la inversión anual aprobada en el plan, en la Tabla 19 se observa que en ningún año se superó el 8% del CRR.

Tabla 19. Comparación de inversiones anuales aprobadas en el plan con respecto al 8% de la variable CRR.

	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
Valor aprobado Plan	239,826,123,663	267,313,711,640	273,900,675,637	265,030,039,525	209,534,394,492
Diferencia por debajo del 8% CRR	337,724,426,611	310,236,838,634	303,649,874,637	312,520,510,750	368,016,155,782

1.3.4 Plan de inversiones aprobado año 2019

Para el primer año del periodo tarifario (año 2019), la CREG aprobó:

1.3.4.1 Proyectos para el año 2019.

Los proyectos contemplados en el plan de inversiones para el año 2019 y aprobados por la CREG, se resumen en la Tabla 20, considerando los niveles de tensión y tipos de inversión presentados para cada proyecto en la solicitud de ingresos:

Tabla 20. Proyectos aprobados en el plan de inversión año 2019.

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
BP1990713299	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - EPM	1 y 2	III y IV
PEI0606TYDCE	Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	2, 3 y 4	I y II
PEI0105TYDCE	Adicionales Proyecto Confiabilidad Caucaasia	2, 3 y 4	II y III
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	4	III

Código proyecto Plan	Nombre del proyecto	Niveles de tensión	Tipo de inversión
NEG1000TYDLI	Mejoramiento de la calidad en media tensión	1, 2 y 3	II, III y IV
NEG0100TYDLI	Reposición VP T&D	1, 2 y 3	I, II y III
PEI0687TYDCE	Ampliación celdas 13.2 kV subestación Itagüí	2	I y II
PEI0348TYDLI	Cumplimiento Resolución 0222/2011, sobre manejo integral de residuos peligrosos tipo PCB's	1	III
PEI0648TYDCE	Conexión PCH Escuela de Minas - SE Rionegro 110 kV	4	II
PEI0858TYDCE	Conexión Colanta - SE San Pedro de los Milagros 44 kV	3	II
PEI0517GENCE	Normalización de la subestación Las Brisas 44/13.2 kV	2 y 3	I, II y III
PEI0286TYDCE	Reposición 1	2 y 3	II y III
PEI0419TYDCE	Normalización de la subestación Carepa 44/13.2 kV	2, 3 y 4	I y II
PEI0652TYDCE	Conexión PCH San Andrés - SE Yarumal II 110 kV	4	II
NEG0097TYDLI	Expansión VP T&D	1, 2 y 3	I, II, III y IV
PEI0395TYDCE	Ampliación de capacidad de la subestación Arboletes 44/13.2 kV	3	I
NEG0705TYDCE	Reposición de subestaciones y líneas	3 y 4	III
PEI0424TYDCE	Modernización registradores de falla en subestaciones de 220 kV	4	III
NEG0844TYDTO	Modernización equipos de telecomunicaciones de la red backhaul	4	II
PIGAO	Inversiones Reconocidas para Gestión de Activos	4	IV

1.3.4.2 Inversiones aprobadas para el año 2019.

Para la ejecución de los proyectos presentados en la Tabla 20, la CREG aprobó las inversiones contenidas en la variable $INVA_{j,n,l,1}$. Estas inversiones se discriminan por nivel de tensión y categorías de activos (l), y para el año 2019 son presentadas en la Tabla 21.

Tabla 21. Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2019, por categorías de activos (l) y niveles de tensión. [\$/ - dic 2017].

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,1}$				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
1	Transformadores de potencia		4,761,066,542	2,951,903,665	1,722,858,936	9,435,829,143
2	Compensación reactiva		0	0	0	0
3	Bahías y celdas		5,878,962,000	4,216,259,000	4,019,552,585	14,114,773,585
4	Equipos de control y comunicaciones		8,682,081,000	1,779,251,000	656,474,870	11,117,806,870
5	Equipos de		1,137,992,000	177,240,000	609,456,644	1,924,688,644

l	Descripción	INVA _{j,n,l,1}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
	subestación					
6	Otros activos subestación		1,202,381,000	1,133,455,500	2,930,131,134	5,265,967,634
7	Líneas aéreas		82,536,311,144	9,164,689,511	3,218,875,715	94,919,876,370
8	Líneas subterráneas		17,490,073,875	0	0	17,490,073,875
9	Equipos de línea		25,162,849,600	2,725,588,474	0	27,888,438,074
10	Centro de control		1,145,919,027	1,145,919,027	1,145,919,027	3,437,757,081
11	Transformadores de distribución	25,968,378,000				25,968,378,000
12	Redes de distribución	28,262,534,387				28,262,534,387
TOTAL		54,230,912,387	147,997,636,187	23,294,306,177	14,303,268,912	239,826,123,663

Se observa que, para la ejecución de todos los proyectos señalados en la **Tabla 21**, en el año 2019 se aprobó una inversión total de **\$ 239,826,123,663 [\$ - dic 2017]**. Se observa que este valor se encuentra \$ 337,724,426,611 por debajo del 8% del costo de reposición de referencia, CRR_j.

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

Los montos aprobados para los proyectos indicados en la Tabla 20, pueden ser consultados en el Anexo 2.

1.3.4.3 Metas de calidad del servicio 2019.

Las metas de calidad media aprobadas por la CREG están dadas por los indicadores $SAIDI_{M_{j,t}}$ y $SAIFI_{M_{j,t}}$, para los cuáles se admite una tolerancia del 0.5% por encima o por debajo (banda de indiferencia). En la tabla Tabla 22 y Tabla 23, se presentan los valores aprobados respectivamente para cada indicador:

Tabla 22. Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI _{M_{j,t}}	Límite superior banda indiferencia
<i>t=1</i>	12.781	12.845	12.909

Tabla 23. Meta del indicador de frecuencia de eventos, en cantidad de eventos al año.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI_M _{j,t}	Límite superior banda indiferencia
t=1	8.955	9.000	9.045

Si se logra estar por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia se 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.

1.3.4.4 Metas de pérdidas 2019

Como se mencionó anteriormente, EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes y no estaba en la obligación de presentar plan de reducción de pérdidas. En la Tabla 24 se indican los indicadores de pérdidas eficientes aprobados para el 2019.

Tabla 24. Índices de pérdidas eficientes año 2019.

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

2 Ejecución de las inversiones aprobadas.

2.1 Avance de los proyectos.

En el Anexo 2 se presentan las inversiones finalmente ejecutadas para cada uno de los proyectos del plan, en el año 2019.

2.2 Inversiones puestas en operación en el 2019.

El valor de las inversiones puestas en operación en el sistema de EPM en el año 2019 se presenta a través de la variable $INVTR_{j,n,TI,l,t}$ definida como la suma de los valores de las unidades constructivas puestas en operación, reconocidas según el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018 y separada por nivel de tensión, tipo de inversión y categoría de activos. El resultado de 2019 de esta variable se puede observar en el Anexo 1.

En la Tabla 25 se presenta el resumen del $INVTR_{j,n,Tl,l,t}$ donde se suman todos los tipos de inversión, variable denominada en la CREG 015 de 2018 como $INVR_{j,n,l,t}$.

Tabla 25. Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM. Año 2019, Variable $INVR_{j,n,l,t}$ [\$ - dic 2017]

l	Descripción	$INVR_{j,n,l,t}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia		4,401,593,000	2,484,204,000	3,408,210,000	10,294,007,000
2	Compensación reactiva		0	0	0	0
3	Bahías y celdas		6,890,989,468	3,267,907,991	2,319,458,501	12,478,355,960
4	Equipos de control y comunicaciones		11,452,412,000	1,896,548,000	309,230,270	13,658,190,270
5	Equipos de subestación		597,622,000	1,721,632,000	613,667,981	2,932,921,981
6	Otros activos subestación		1,960,634,000	1,229,825,571	1,218,463,912	4,408,923,483
7	Líneas aéreas		80,957,047,118	3,758,518,917	30,407,000	84,745,973,035
8	Líneas subterráneas		5,188,826,987	168,189,687	0	5,357,016,674
9	Equipos de línea		23,895,911,000	497,501,000	0	24,393,412,000
10	Centro de control		1,649,130,065	1,649,130,065	1,649,130,065	4,947,390,194
11	Transformadores de distribución	29,701,835,000				29,701,835,000
12	Redes de distribución	28,212,677,863				28,212,677,863
	TOTAL	57,914,512,863	136,994,165,638	16,673,457,231	9,548,567,728	221,130,703,460

De la inversión aprobada en el plan de inversiones por **\$ 239,826,123,663 [\$ - dic 2017]**, entraron en operación **221,130,703,460 [\$ - dic 2017]**, obteniendo un porcentaje de ejecución del 92%. Dado que el porcentaje es inferior al 100% del INVA, se infiere que la ejecución del 2019, también está por debajo del 8% del CRR.

2.2.1 Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura.

Con respecto al plan de expansión de cobertura año 2019, la CREG aún no ha dado aprobación. Sin embargo, este ya cuenta con aprobación de la UPME y fue ejecutado por EPM. Las inversiones ejecutadas para este plan, se presentan en la Tabla 26.

Tabla 26. Inversiones en activos puestos en operación por plan de expansión de cobertura Año 2019, [\$ - dic 2017]

l	Descripción	INVR_{j,n,l,t} - plan de expansión de cobertura 2019				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	0	0	0	0	0
2	Compensación reactiva	0	0	0	0	0
3	Bahías y celdas	0	0	0	0	0
4	Equipos de control y comunicaciones	0	0	0	0	0
5	Equipos de subestación	0	0	0	0	0
6	Otros activos subestación	0	0	0	0	0
7	Líneas aéreas	0	1,685,148,225	0	0	1,685,148,225
8	Líneas subterráneas	0	0	0	0	0
9	Equipos de línea	0	2,090,880	0	0	2,090,880
10	Centro de control	0	0	0	0	0
11	Transformadores de distribución	2,053,723,680	0	0	0	2,053,723,680
12	Redes de distribución	1,005,909,403	0	0	0	1,005,909,403
	TOTAL	3,059,633,083	1,687,239,105	0	0	4,746,872,188

2.2.2 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 tiene 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”.

Para realizar este cálculo EPM cuenta con 806 circuitos base. 2019 cerró con 387 circuitos en cumplimiento del tercer equipo, lo que equivale al 48% de cumplimiento. Esta cifra representa un gran avance si se tiene en cuenta que a inicios de 2019 solo se tenía un

cumplimiento del 7%. Se espera que, durante el resto de 2020, EPM pueda llegar a la meta de 70% de circuitos en cumplimiento.

Las inversiones realizadas en 2019 asociadas al esquema de calidad del servicio, se puede consultar en el anexo 2, código de proyecto: *NEG1000TYDLI*.

2.3 Indicadores de seguimiento y cumplimiento de metas

2.3.1 Seguimiento a la ejecución del plan de inversiones

Con el fin de evaluar la ejecución promedio del plan de inversiones aprobado, el capítulo 3 de la resolución CREG 015 introduce la variable $INVE_{j,n,t}$ la cual promedia el cumplimiento de los dos últimos años de ejecución del plan, cumplimiento que se calcula como $INVR_{j,n,t} / INVA_{j,n,t}$ (inversiones puestas en operación / inversiones aprobadas). Al tratarse del primer año del plan, el promedio se reduce al cálculo directo del único año evaluado. En la Tabla 27 se presentan los porcentajes de ejecución calculados.

Tabla 27. Ejecución promedio del plan de inversiones año 2019, por categoría de activos y nivel de tensión.

l	Descripción	$INVE_{j,n,t}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia		92%	84%	198%	109%
2	Compensación reactiva					
3	Bahías y celdas		117%	78%	58%	88%
4	Equipos de control y comunicaciones		132%	107%	47%	123%
5	Equipos de subestación		53%	971%	101%	152%
6	Otros activos subestación		163%	109%	42%	84%
7	Líneas aéreas		98%	41%	1%	89%
8	Líneas subterráneas		30%			31%
9	Equipos de línea		95%	18%		87%
10	Centro de control		144%	144%	144%	144%
11	Transformadores de distribución	114%				114%
12	Redes de distribución	100%				100%
	TOTAL	107%	93%	72%	67%	92%

El numeral 3.1.1.2.4 de la resolución CREG 015 del 2018, introduce la variable $IAPA_{j,n}$, o índice de ajuste al plan de inversiones, la cual afecta directamente el valor de la $BRAEN_{j,n,t}$ (base regulatoria de activos eléctricos nuevos) lo que tiene un impacto directo en el

ingreso de la compañía. Para los dos primeros años del periodo tarifario, el valor del $IAPA_{j,n,t}$ es igual a 1, desde el tercer año en adelante tendrá un valor de 1 si el $INVE_{j,n,t}$ es mayor o igual a 0.8 o será igual al $INVE_{j,n,t}$ si el valor es menor a 0.8. Como se observa el $INVE_{j,n,t}$ del primer año en los niveles de tensión 3 y 4 están por debajo del 80% lo que puede afectar el promedio del $INVE_{j,n,t}$ para el año 2021. Al ser un promedio se debe buscar que el valor de 2020 esté por encima de 87% para nivel 3 y 91% para nivel 4.

Los porcentajes de ejecución, pueden expresarse también desagregados en tipos de inversión, dado que la tabla se hace muy extensa, estos valores se presentan en el Anexo 1.

2.3.2 Desviaciones del plan de inversión.

Las desviaciones del plan de inversiones para EPM 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 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.

En el Anexo 2 se presentan los proyectos aprobados para 2019 y su porcentaje de cumplimiento.

2.3.3 Avance en el Cumplimiento de metas.

2.3.3.1 Calidad del servicio

Los resultados de los indicadores de calidad media $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$, se observan en la Tabla 28:

Tabla 28. Resultados de indicadores de calidad media EPM - año 2019

Descripción	$SAIDI_{j,t}$	$SAIFI_{j,t}$
Banda de indiferencia	12.781 – 12.909 horas	8.955 – 9.045 veces
Valor obtenido - año 2019	14.23 horas	7.29 veces

La banda de indiferencia aprobada para EPM en la resolución CREG 156 de 2019 indica que cualquier valor dentro de ella no tendrá un incentivo, por encima será negativo (penalidad) y por debajo positivo. De la Tabla 28 se observa que para el indicador de frecuencia de eventos $SAIFI_{j,t}$, se obtuvo un valor por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, logrando así un incentivo positivo. Por su parte, para el indicador de duración de eventos $SAIDI_{j,t}$ el valor obtenido está por encima del límite superior de la banda de indiferencia, por lo que el incentivo sería negativo. Esta problemática ocurrió debido a que algunos circuitos priorizados para su intervención se encontraban en zonas alteradas por orden público, imposibilitando las intervenciones completas planificadas. Asimismo, se presentaron inconvenientes logísticos al interior de la empresa los cuales están en procesos de cambio y mejoramiento continuo.

2.3.3.2 Pérdidas

Para el año 2019 el valor del IP para el nivel 4 es 0.91, este fue calculado con la metodología anterior a la resolución CREG 015 de 2018, ya que a partir del 2020 se debe calcular mes a mes con balances reales de energía. Para los niveles 2 y 3 se calcula con los valores aprobados, como en estos niveles se considera que son pérdidas técnicas, no se presenta pérdidas no técnicas (defraudación de fluidos o problemas administrativos), así, todas las pérdidas no técnicas reales recaen sobre el nivel 1, como un efecto cascada, de este modo el nivel 1 asume todas las pérdidas reales. Para el año 2019, el nivel 1 cerró con un valor de 9.62% respecto al valor reconocido por el Regulador de 10.41%.

2.4 Activos que salieron de operación en el año 2019.

El valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM, se calcula según el numeral 3.1.1.4 de la resolución CREG 015 de 2018 en la variable denominada $BRAFO_{j,n,t}$, para el año 2019, el valor obtenido por nivel de tensión se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29. Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM. Año 2019, Variable $BRAFO_{j,n,t}$, [\\$ - dic 2017]

Nivel de Tensión	BRAFO_{j,n,t}
1	\$ 6,267,390,351
2	\$ 4,065,812,984
3	\$ 6,595,457,425
4	\$ 5,139,261,740
Total	\$ 22,067,922,500

2.5 Base regulatoria de terrenos al año 2019.

El valor de los terrenos de subestaciones reconocidos, se encuentra dado por la variable $BRT_{j,n,t}$, acorde con las áreas reconocidas para las UC del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 del 2018, para el año 2019, el valor obtenido por nivel de tensión se muestra en la Tabla 30.

Tabla 30. Base regulatoria de Terrenos año 2019.

Nivel de Tensión	BRT_{j,n,t}		
	Aprobado en base inicial	Incremento año 2019	Total al 2019
2	19,301,903	22,760,721	42,062,624
3	542,382,035	7,823,141	550,205,176
4	1,352,357,507	125,866,703	1,478,224,210
Total	1,914,041,445	156,450,565	2,070,492,010

*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.

2.6 Gestión de Activos.

El informe del avance de la implementación del sistema de gestión de activos se presenta en el Anexo 3, el anexo contiene: línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avances en su ejecución y 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

2.7 Costos socio-ambientales, y de servidumbre.

Para algunos de los proyectos desarrollados en 2019, se debió incurrir en costos socio-ambientales, 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 2019 el resumen de estos costos se presenta en la Tabla 31:

Tabla 31. Costos ambientales proyectos de inversión año 2019.

Código Proyecto Plan	Descripción del proyecto	Nivel de tensión	Concepto	Valor [\$ a dic - 2019]
PEI0105TYDCE	Adicionales Proyecto Confiabilidad Caucasia	2	Componente Costo Ambiental	\$ 13,524,721
		3	Componente Costo Ambiental	\$ 28,740,033
PEI0687TYDCE	Ampliación celdas 13.2 kV subestación Itagüí	2	Componente Costo Ambiental	\$ 6,493,905
PEI0395TYDCE	Ampliación de capacidad de la subestación Arboletes 44/13.2 kV	3	Componente Costo Ambiental	\$ 8,545,439
PEI0419TYDCE	Normalización de la subestación Carepa 44/13.2 kV	2	Componente Costo Ambiental	\$ 12,983,408
		3	Componente Costo Ambiental	\$ 43,589,177
PEI0517GENCE	Normalización de la subestación Las Brisas 44/13.2 Kv	2	Componente Costo Ambiental	\$ 60,001,844
		3	Componente Costo Ambiental	\$ 108,542,662
PEI0606TYDCE	Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	2	Componente Costo Ambiental	\$ 139,662
		3	Componente Costo Ambiental	\$ 208,163
		4	Componente Costo Ambiental	\$ 982,288
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	4	Componente Costo Ambiental	\$ 23,857,485
Total Nivel 2				\$ 93,143,541
Total Nivel 3				\$ 189,625,473

Código Proyecto Plan	Descripción del proyecto	Nivel de tensión	Concepto	Valor [\$ a dic - 2019]
			Total Nivel 4	\$ 24,839,773
			TOTAL	\$ 307,608,787

Se observa que, el valor total de los costos ambientales para los proyectos listado en la Tabla 31, es de **\$ 307,608,787 [\$ - dic 2019]**.

2.8 UC especiales

En 2019, en el sistema de EPM no se pusieron en operación UC Especiales adicionales a las propias de gestión de activos descritas en el Anexo 3.

3 Anexos.

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

- Anexo 1. Desagregación ejecución vs Plan 2019.
- Anexo 2. Ejecución inversiones Proyectos Plan 2019.
- Anexo 3. Avances implementación GA.
- Anexo 4. Presentación resumen ejecución plan inversiones.