

DOCUMENTO DE EVALUACIÓN INTEGRAL A PRESTADORES

SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EPM**

OCTUBRE 2021

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

Dirección Técnica de Gestión de Energía

1. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACION

1.1. Criterios evaluados:

- Comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) para el nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.
- Comportamiento de la Tarifa de energía eléctrica para el nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.
- Comportamiento del Costo de Prestación del Servicio de Usuarios No Regulados.
- Medición, Subsidios y Contribuciones; Operación Comercial.
- Infraestructura de transporte de energía Eléctrica – Sistema de Distribución.
- Evaluación de la Calidad del Servicio Suministrado.
- Parámetros Operativos del STN y STR.
- Calidad de la potencia.
- Planes de inversión.
- Actividad de Transmisión.
- Actividad de Generación.
- Plan de Gestión del Riesgo para la actividad de Generación, Transmisión y distribución y comercialización de energía eléctrica.

1.2. Marco Temporal de Evaluación: Año 2020.

2. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO:

2.1. Información fuente usada:

- Formatos capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019.
- Formato TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019.
- Formato 3 de la Resolución 20102400008055 de 2010.
- Para los Planes de gestión del riesgo de desastres, en la actividad de Generación fueron revisados los siguientes documentos:
 - Plan de Gestión del Riesgo de Desastres PGRDPP Generación Energía EPM. Documento resumen. Versión 2020.
 - Plan de Acción Durante Emergencias por inundación aguas debajo de los complejos Porce II y Porce III.
 - Plan de acción durante emergencias por inundación aguas debajo de los Riogrande II y Quebradona del complejo hidroeléctrico Riogrande.
 - Plan de acción durante emergencias por inundación aguas debajo de la presa Miraflores-PADE Miraflores.
 - Plan de acción durante emergencias por inundación aguas debajo de la presa Troneras- PADE Troneras.
 - Plan integral de gestión del riesgo frente al evento de rotura de presa en los embalses ubicados sobre los ríos Nare y Guatapé. Sistema EPM-ISAGEN.
 - Resumen acciones plan de mejora Generación.
 - Gestión de riesgos operacionales Vicepresidencia Generación de Energía. Manual metodológico.
 - Protocolo de atención a eventos críticos PADEC.

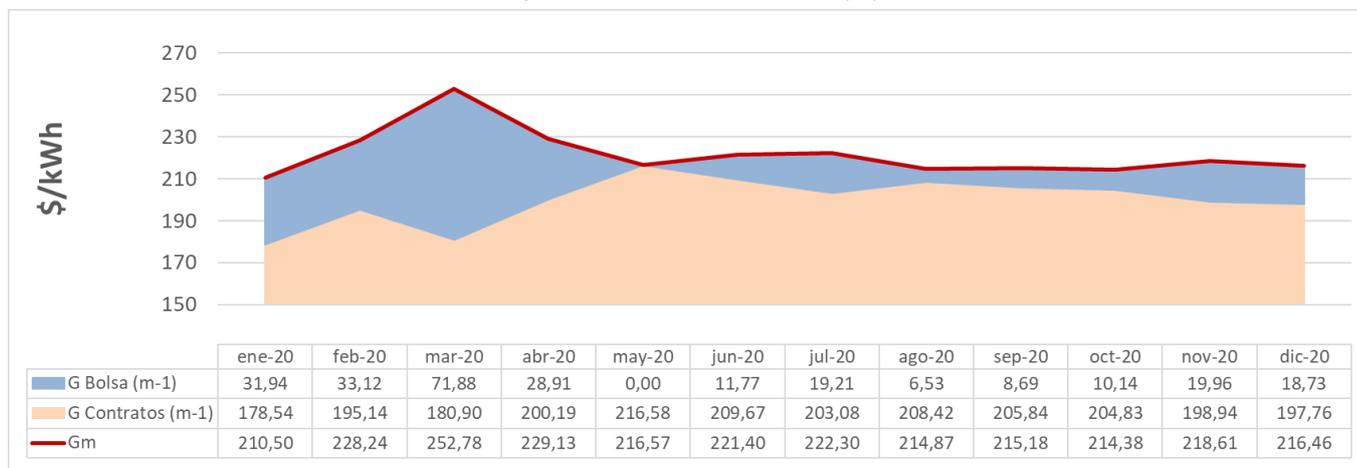
- Plantilla TT SSPD 2020 Generación EPM.
- Guía táctica para fuga o derrame de materiales peligrosos, Guadalupe, La Sierra, Oriente, Porce, Tasajera y Pequeñas Centrales hidroeléctricas.
- Guía táctica para deslizamientos y movimientos en masa región noroccidental.
- Guía táctica para explosiones, Guadalupe, La Sierra, Oriente, Porce y Tasajera.
- Guía táctica para incendio estructural, Guadalupe, La Sierra, Oriente, Pequeñas Centrales hidroeléctricas, Porce y Tasajera.
- Guía táctica para incendios forestales, Pequeñas Centrales hidroeléctricas, Región Central. Región Noroccidental, y Plantas térmicas.
- Guía Táctica para explosiones y colapso de estructuras.
- Guías tácticas inundación.
- Procedimientos Operativos Estandarizados de atención prehospitalaria y clasificación de lesionados.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Guadalupe III. 8 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Guadalupe IV. 8 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Guatapé. 21 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central termoeléctrica La Sierra. 9 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Playas. 21 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Porce II. 21 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Porce III. 21 anexos
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica La Tasajera. 22 anexos.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Generación Energía Central Hidroeléctrica Troneras I. 20 anexos.
- Para la actividad de Transmisión y Distribución fueron revisados los siguientes documentos:
 - Plan de gestión del riesgo de desastres subestaciones de energía versión 2019.
 - 61 anexos con la caracterización de las subestaciones.
 - Archivo Excel con el análisis de riesgo de todas las subestaciones.
 - 61 archivos con los planes locales de emergencia.
 - Plan de gestión del riesgo de desastres líneas de transmisión y distribución de energía niveles de potencia de 110kV, 220Kv y 500KV.
 - 6 anexos con los análisis de riesgo de las líneas rurales, urbanas y mixtas.
- Para la actividad de comercialización fue revisado el siguiente documento:
 - Plan de contingencia atención a clientes y gestión cartera versión 2018.

2.2. Requerimientos realizados:

- Requerimiento de información inicial entregado a EPM con el radicado No. 20211000037801 del 16 de febrero de 2021.
- Información reportada por la empresa descargada del sitio temporal para análisis.
- Información reportada al SUI.

2.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Gráfica 1. Componente de Generación (G) 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

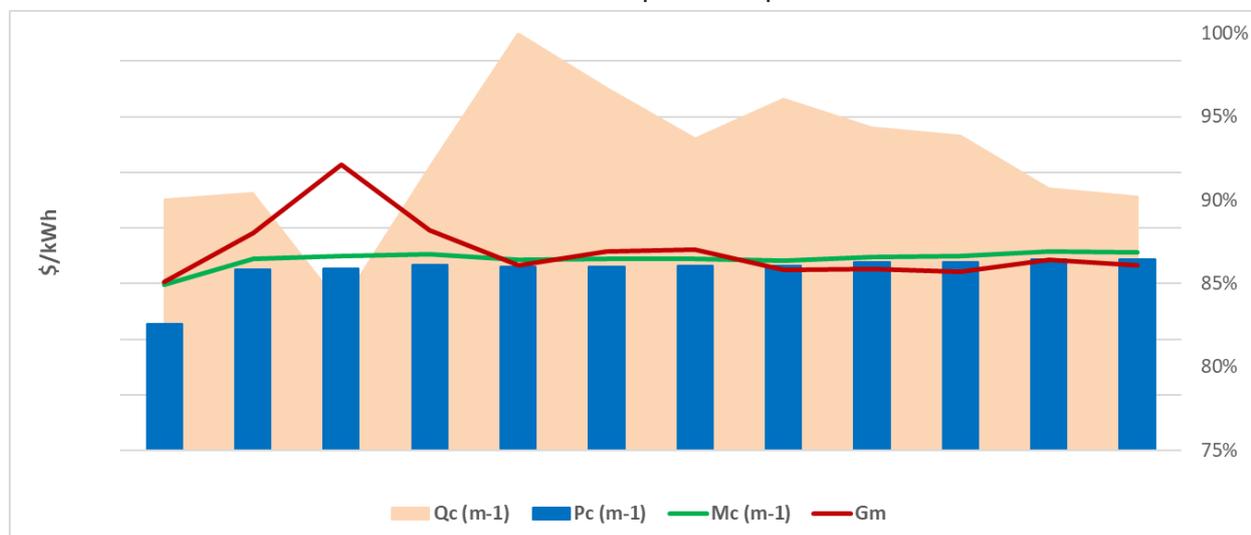
Con base en el gráfico anterior, puede evidenciarse un incremento del componente en el primer trimestre de 2020, alcanzando su pico en el mes de marzo con un valor de 252,78 \$/kWh. El área de color azul corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color curuba corresponde a valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales

El aumento del componente de Generación estuvo determinado por un incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara el 16,32% del precio promedio de bolsa que fue de 440,30 \$/kWh. Para los meses posteriores, el comportamiento del componente fue estable oscilando en un promedio de 217,47 \$/kWh.

Compras en contratos

Para ilustrar esta parte de la evaluación, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Gráfica 2. Variables del G para compras en contratos – EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

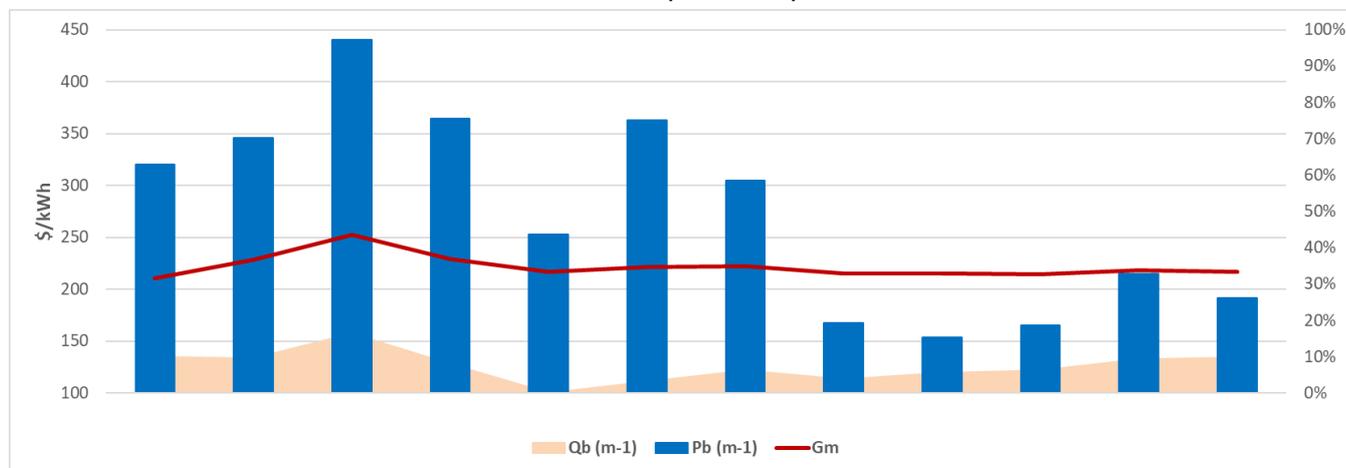
De la Gráfica 2 puede evidenciarse que EPM paga un precio promedio de energía en contratos (Pc) menor y muy cercano al precio promedio del mercado (Mc) que se situó en 218,82 \$/kWh en el 2020. Se aclara que los valores para el Pc no se indican en la gráfica dado que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa para la compra de energía y no son públicos, aunque dichas negociaciones resultan de un proceso regulado de convocatoria pública donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa si es pertinente o no adquirir la energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio para el año 2020 de energía comprada en contratos fue de 215,09 \$/kWh, que se mantuvo por debajo del Mc promedio para el mismo periodo, aportando a que el efecto final en el G tuviera un valor promedio de 221,70 \$/kWh.

En esta misma gráfica puede evidenciarse lo ocurrido en el mes de marzo de 2020, ya que mientras el valor del componente de Generación se incrementó, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos Qc se encontraba en 83.68% quedando así expuesto a bolsa en un 16,32% a un Pb igual a 440,30 \$/kWh.

Compras en bolsa

Similar al ejercicio realizado con las compras en contratos, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en bolsa (Pb), porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa (Qb) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Gráfica 3. Variables del G para compras en bolsa – EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

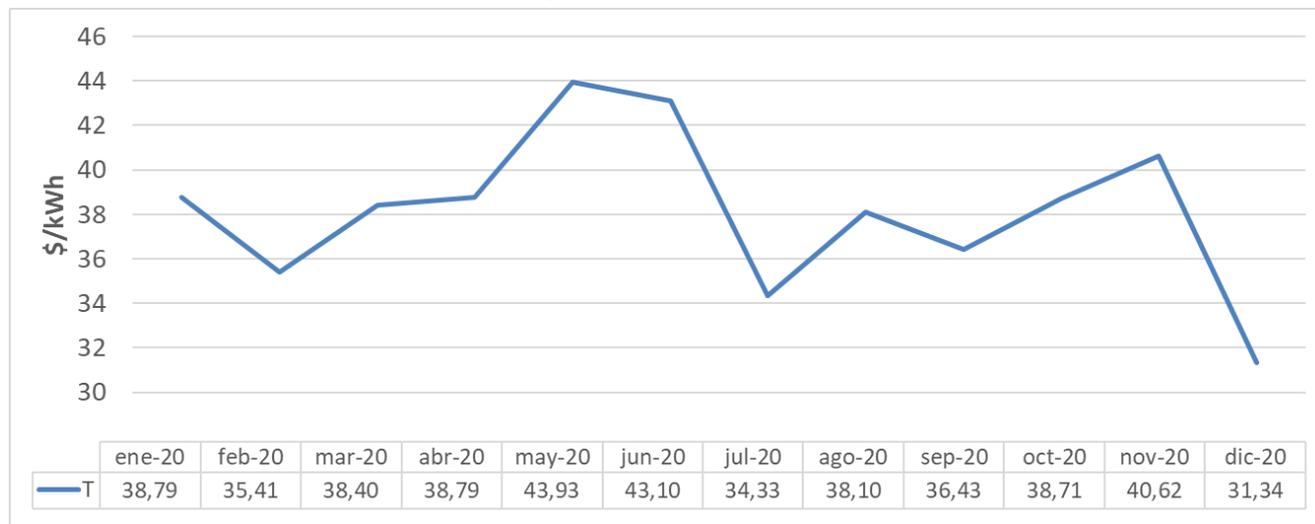
En la Gráfica 3, puede evidenciarse que la combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de la misma, incide directamente en el componente de Generación aplicado por EPM aumentándolo tal cual se evidenció en el mes de marzo de 2020, donde un Pb de 440,30 \$/kWh y una exposición en bolsa del 16,32% generaron un G de bolsa igual a 71,88 \$/kWh, siendo el más alto de todo el 2020.

Componente de Transmisión

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Gráfica 4 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por EPM a sus usuarios durante el año 2020. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Gráfica 4. Componente de Transmisión 2020 – EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Publicación XM S.A. E.S.P

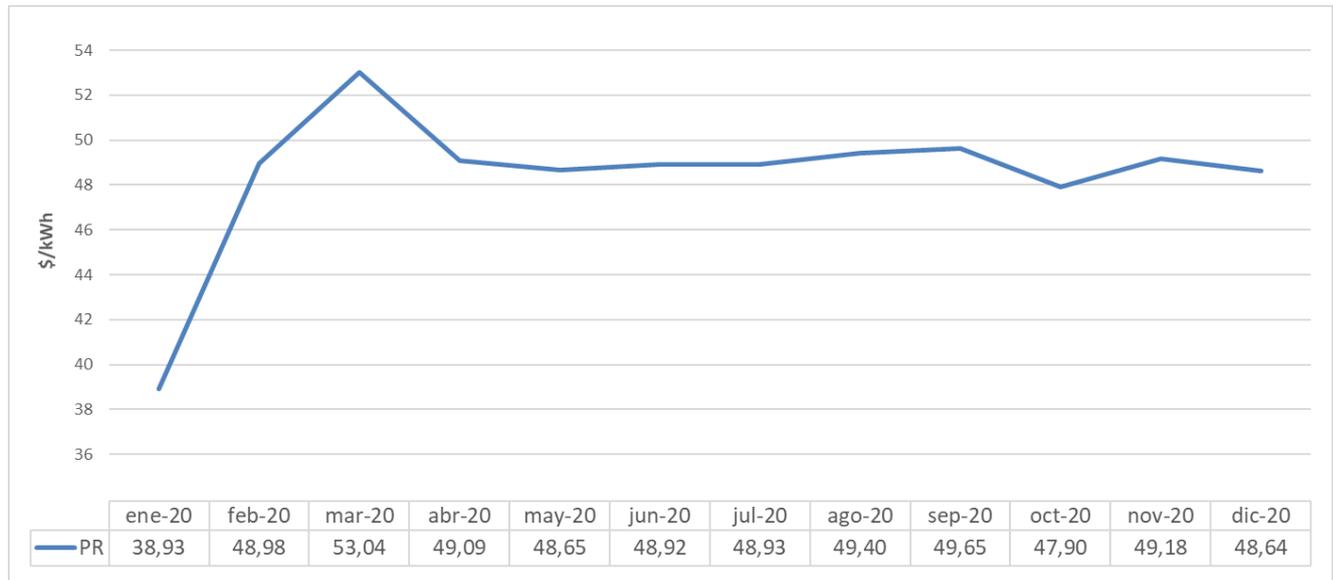
Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Gráfica 5 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

De otra parte, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en el mercado conformado por las redes del OR EPM. Debido a esta condición, puede evidenciarse un aumento del componente de pérdidas y que corresponde a la aprobación de ingreso regulado de EPM.

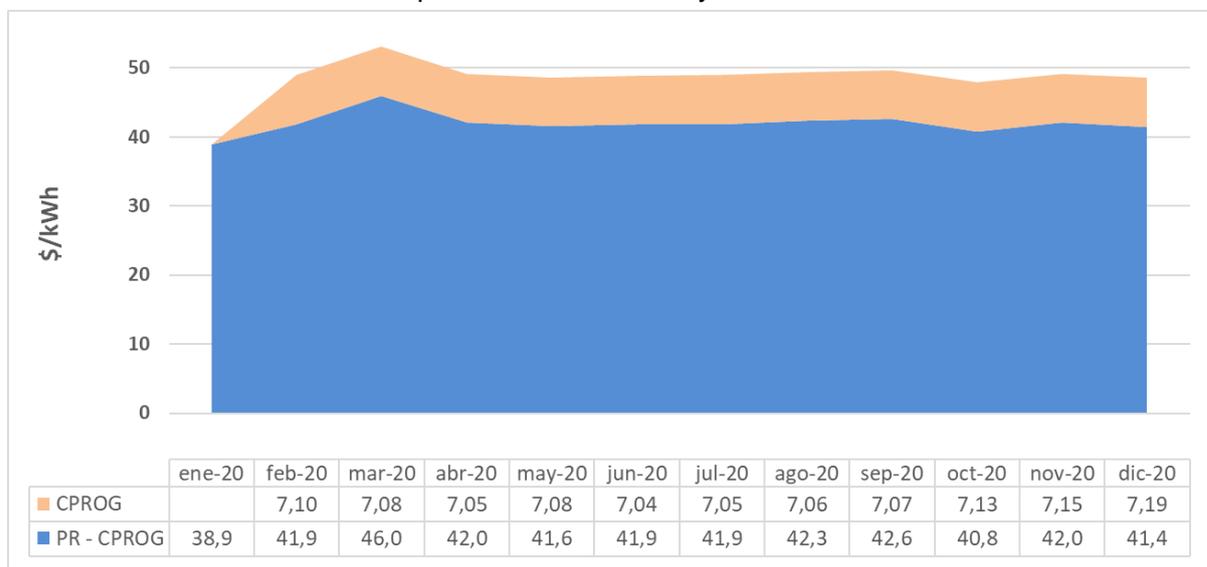
Gráfica 5. Componente de Pérdidas 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Publicación XM S.A. E.S.P, Cálculos DTGE

A continuación, se muestra en la Gráfica 6 de forma discriminada el valor del CPROG y su impacto en el componente de pérdidas donde puede evidenciarse que el incremento a partir de la aprobación de los cargos de EPM fue, en promedio, de alrededor de 7 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG y el agregado de las demás variables del componente de pérdidas calculado como PR – CPROG.

Gráfica 6. Componente de Pérdidas y CPROG 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Publicación XM S.A. E.S.P, Cálculos DTGE

Componente de Distribución

Cuando el Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 388 de 2007 ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD), y una vez expedidas las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Centro),

el Operador de Red Empresas Públicas de Medellín fue incluida en el ADD Centro junto con ESSA, CENS, EDEQ, EEP, CHEC y RUITOQUE.

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

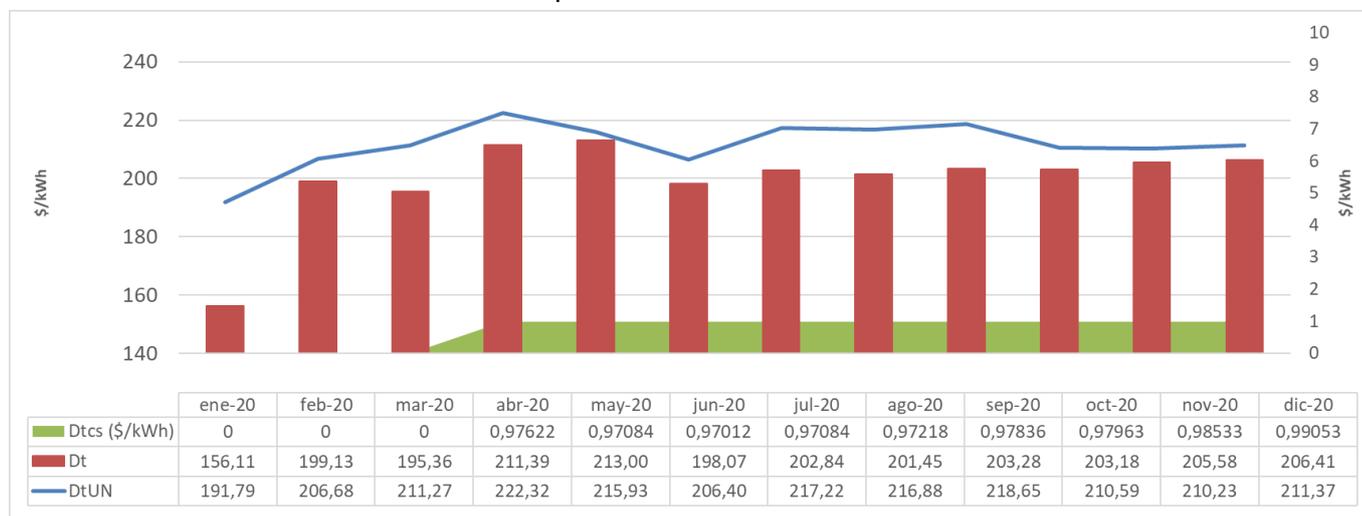
En resumen, los OR dentro de un mismo ADD cobran a sus usuarios un valor único de distribución por nivel de tensión, pero el LAC internamente liquida el valor de los ingresos reales de cada OR por lo que dicho dinero se redistribuye y al final de ejercicio cada uno recibe lo que le corresponde.

A la fecha, a través de la Resolución CREG 156 de 2019, Empresas Públicas de Medellín obtuvo su aprobación de ingresos por parte de la CREG en el marco de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, e inició su aplicación a partir del mes de febrero de 2020.

Aclarado lo anterior, de acuerdo con la Gráfica 7, durante 2020 el valor promedio del DtUN fue de 211,61 \$/kWh con un valor máximo de 222,32 \$/kWh en abril de 2020 y mínimo de 191,79 \$/kWh en enero de 2020. Sin embargo, se observa que el valor del DtUN es superior al cargo por uso del OR, razón por la cual, la diferencia es entregada a las otras empresas del ADD que son deficitarias.

De la misma gráfica, puede observarse el incremento permanente en el cargo de Distribución de la empresa con la entrada a la nueva metodología de distribución, donde pasó de 156,11 \$/kWh a 199,13 \$/kWh. Así mismo, y a manera informativa, se muestra en un segundo eje Y, el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs) a partir del mes de abril de 2020 con un valor promedio de 0,97 \$/kWh.

Gráfica 7. Componente de Distribución 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Publicación XM S.A. E.S.P

Componente de Comercialización

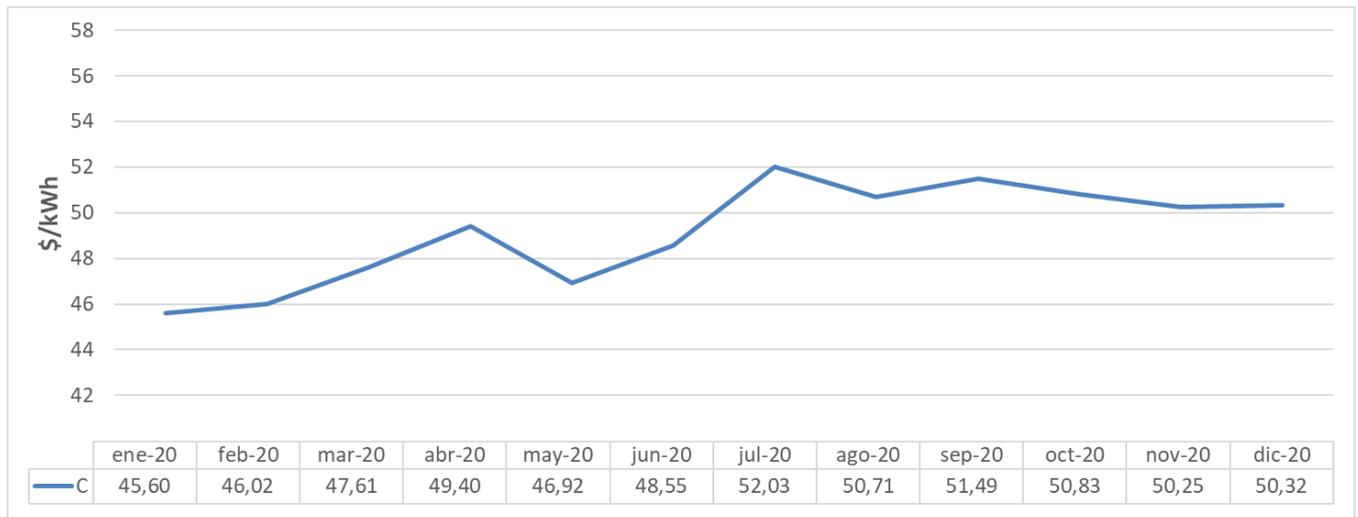
El componente de comercialización remunera los costos asociados al desarrollo de esta actividad: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014, donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Para el caso de EPM E.S.P., la conformación en promedio de este componente es la siguiente:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

↓ 32%
↓ 3%
↓ 65%

De acuerdo con la Gráfica 8, durante el año 2020 el componente se mantuvo entre los 45,60 \$/kWh y 52,03 \$/kWh, el primero se presentó en el mes de enero y el segundo en el mes de julio. El valor de componente del mes de julio presentó dicho valor como resultado de una disminución en la demanda regulada tenida en cuenta para la aplicación de la metodología.

Gráfica 8. Componente de Comercialización 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Componente de Restricciones

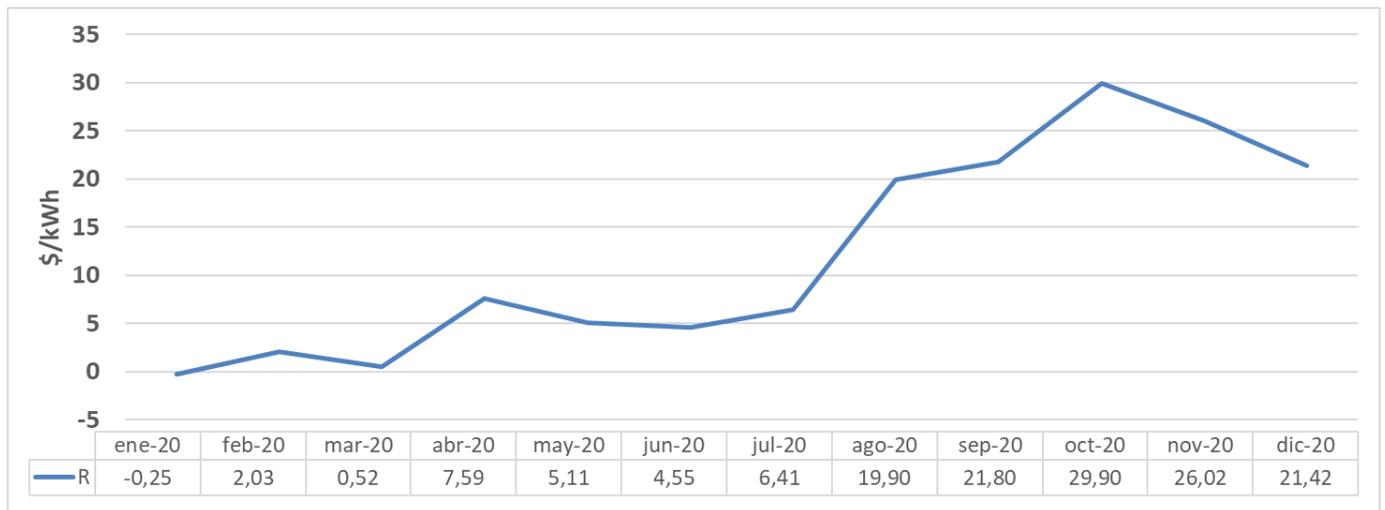
En el componente de Restricciones es donde se compensan los sobrecostos en el sistema ocasionados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

De acuerdo con la regulación, el ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Este componente para el año 2020 presentó variaciones importantes (Gráfica 9) donde el valor más alto de Restricciones se presentó en octubre de 2020 con un valor 29,90 \$/kWh y el más bajo en el mes de enero con un valor de -0,25 \$/kWh; el valor promedio del componente fue de 12,08 \$/kWh. El incremento en las restricciones se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en mérito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda.

En contraparte, los altos precios de bolsa implican que las plantas térmicas despachen energía estando en mérito por lo que no se recurre al mecanismo de reconciliaciones que son reconocidas a través del componente.

Gráfica 9. Componente de Restricciones 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SU1

2.4.1.1.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2020, la participación de cada uno de los componentes en el CU de EPM fue en promedio el siguiente:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

2020

38%

7%

36%

9%

8%

2%

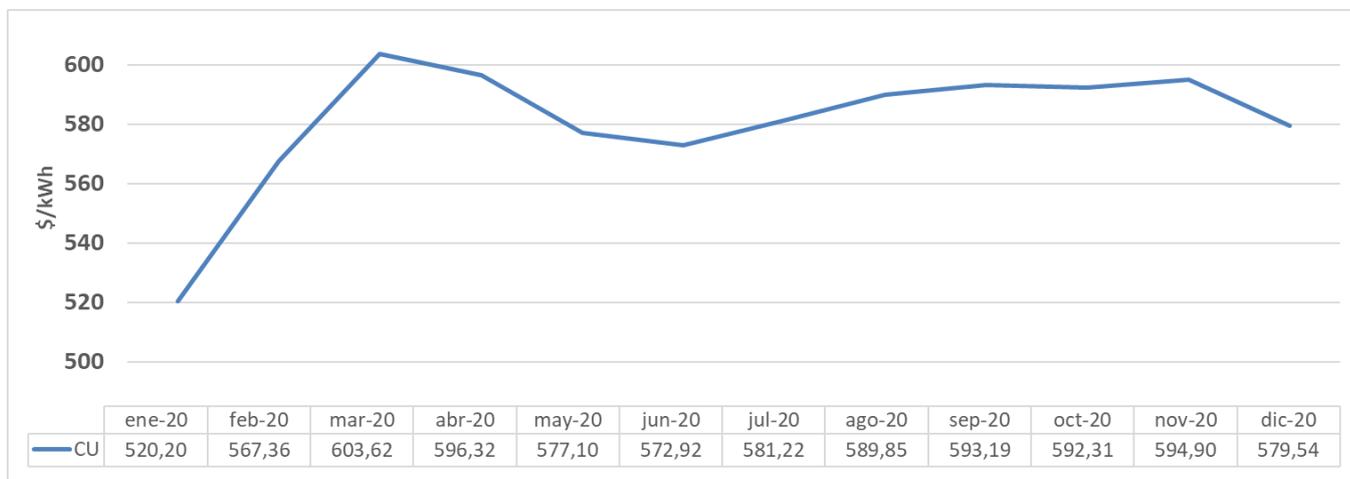
Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 74% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, la combinación de precios de bolsa y exposición a la misma afectaron el componente de Generación y la obtención de la aprobación del ingreso regulado por parte de la CREG, afectaron el componente de Distribución y Pérdidas.

Para el periodo de análisis, el valor más alto de CU fue de 603,62 \$/kWh en el mes de marzo de 2020 y el menor fue de 520,20 \$/kWh para enero de 2020.

Sin embargo, debe tenerse presente que por motivo de la declaratoria de emergencia a raíz de la pandemia del COVID 19, se dispuso desde la regulación la aplicación de la opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020, a través de las resoluciones CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020.

La opción tarifaria ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario. No obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario.

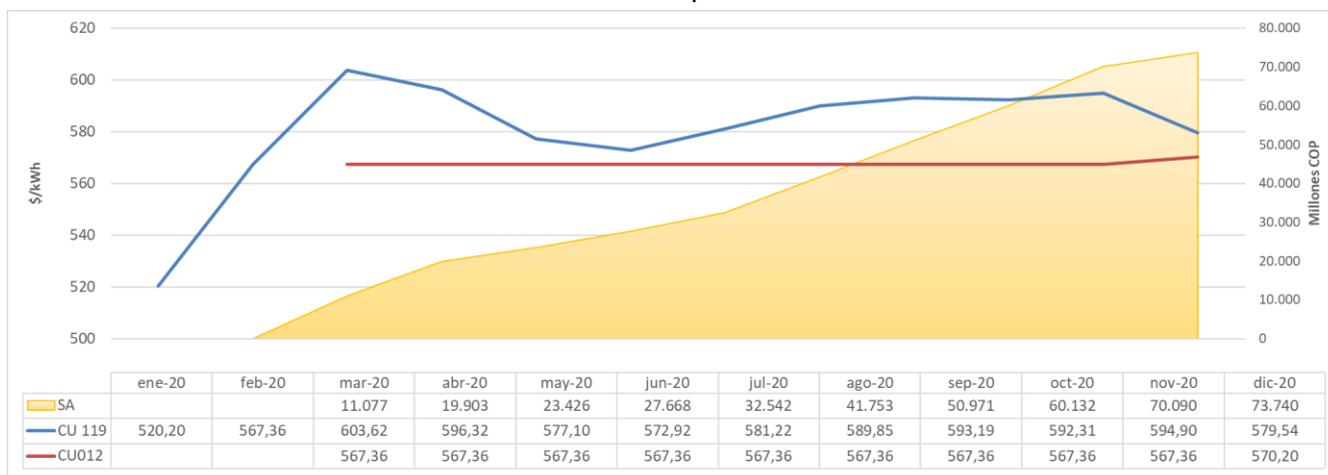
Gráfica 10. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Aclarado lo anterior, se informa que EPM entró en opción tarifaria a partir del mes de marzo de 2020, y de acuerdo con las disposiciones regulatorias, el Costo Unitario de Prestación del Servicio permaneció igual al de marzo de 2020 hasta el mes de noviembre de 2020, gracias a la aplicación de un porcentaje de variación de la tarifa (PV) igual a cero. A partir del mes de diciembre de 2020 la regulación permitía incrementos a través del uso de un PV de hasta el 0,5%.

Gráfica 11. CU Vs. Opción Tarifaria - EPM

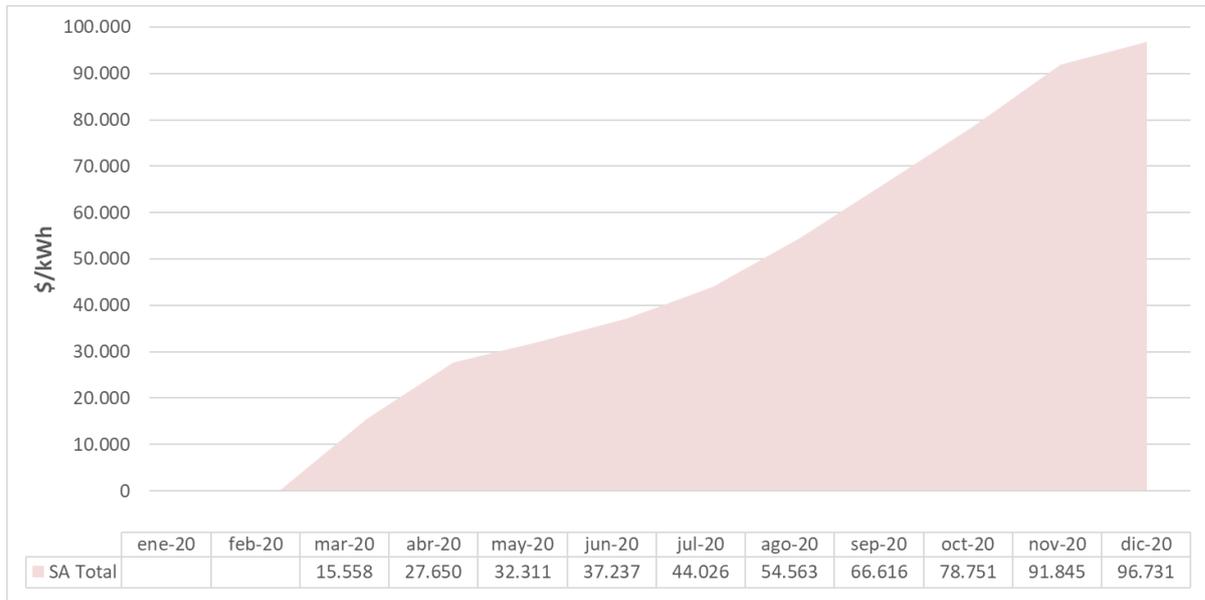


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

De la Gráfica 11, puede observarse claramente que, pese a las variaciones del CU calculado bajo la metodología tarifaria general, el efecto positivo para los usuarios que tuvo la aplicación de la opción tarifaria y adicional para el caso del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR, la empresa se encontraba asumiendo saldos acumulados por valor de \$73.000 millones. Los saldos acumulados es el valor en pesos de las diferencias entre los CUs de la metodología general y la opción tarifaria multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior.

Si se tienen en cuenta todos los niveles de tensión a los cuales la empresa tuvo que aplicar opción tarifaria, con corte al mes de diciembre de 2020, los saldos acumulados (SA) ascendían a \$96.000 millones.

Gráfica 12. Saldos acumulados Opción Tarifaria - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SU1

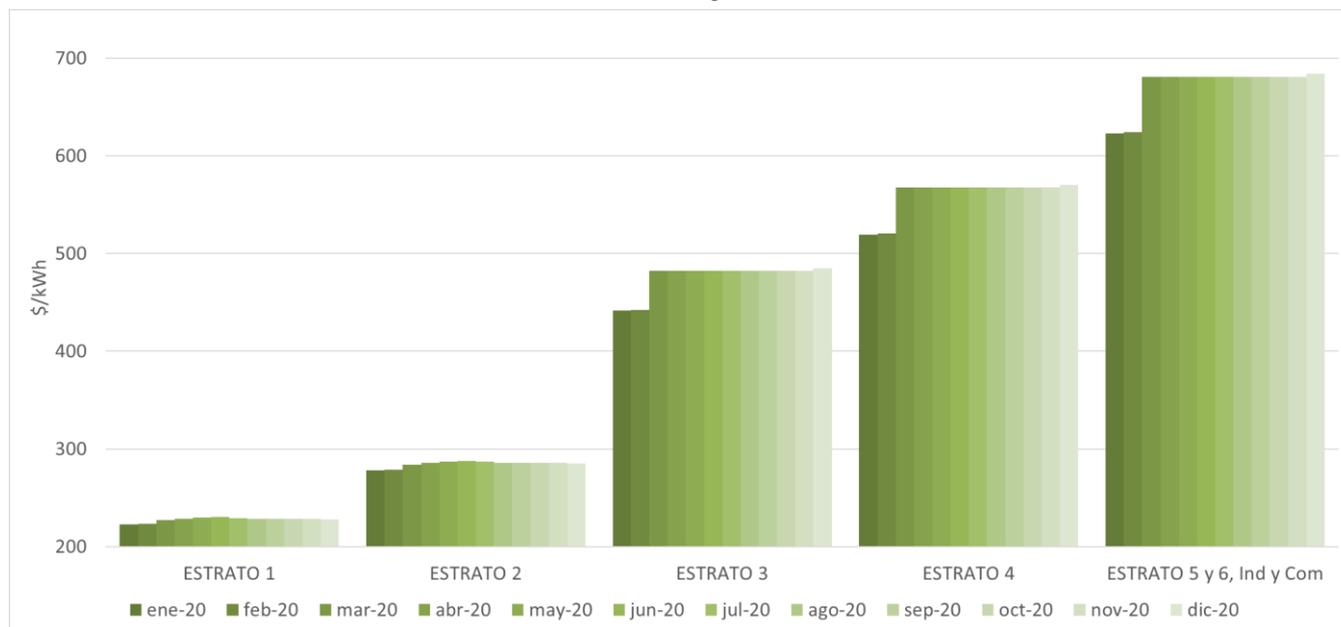
Como resultado de la reunión virtual realizada con la empresa en el marco de la presente evaluación integral, EPM estima que la senda de la opción tarifaria podría estar finalizando en el segundo semestre de 2022, aclarando que se debe evaluar mes a mes el comportamiento del mercado de energía y la demanda por lo que podrían presentarse ajustes. Así mismo, informa que no ha sido necesario apoyarse con el sistema financiero para su operación y la empresa ha podido cumplir con sus obligaciones a pesar de los dineros que con corte a abril de 2021 como saldos acumulados ascienden a \$135.000 millones.

2.4.1.1.3. Tarifas de Energía Eléctrica

La tarifa es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio, el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Para el caso de EPM que aplica opción tarifaria, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de opción tarifaria y pasa a ser la tarifa de estrato 4 y con base en dicho CU, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, luego de lo cual resultan las tarifas para los estratos 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales. En la Gráfica 13 se observan las tarifas por estrato publicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2020 y que corresponde a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red; lo anterior debido a que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados con esta característica.

Gráfica 13. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 - EPM



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

De la gráfica anterior, puede evidenciarse también el efecto positivo de la opción tarifaria y la Resolución CREG 104 de 2020, donde se permitía que las tarifas para los estratos 1 y 2 pudieran actualizarse conforme a los incrementos del IPC o del CU según aplique.

Tabla 1. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 - EPM

PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
ene-20	222,60	278,25	441,38	519,27	623,12
feb-20	223,16	278,95	442,17	520,20	624,24
mar-20	226,94	283,68	482,26	567,36	680,83
abr-20	228,46	285,58	482,26	567,36	680,83
may-20	229,75	287,19	482,26	567,36	680,83
jun-20	230,12	287,65	482,26	567,36	680,83
jul-20	229,38	286,73	482,26	567,36	680,83
ago-20	228,53	285,67	482,26	567,36	680,83
sep-20	228,53	285,67	482,26	567,36	680,83
oct-20	228,51	285,64	482,26	567,36	680,83
nov-20	228,38	285,48	482,26	567,36	680,83
dic-20	228,08	285,10	484,67	570,20	684,23

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

2.4.1.2. Usuarios No Regulados

2.4.1.2.1. Análisis Costo Promedio de Prestación del Servicio (CPS)

De acuerdo con la información comercial de 2020 reportada por EPM E.S.P. en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa atiende usuarios No Regulados¹.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para el año 2020, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución 8055 de 2010

Campo 9: Sector
 Campo 10: Tipo de Tarifa
 Campo 13: ID Mercado
 Campo 14: Consumo
 Campo 16: Facturación por consumo
 Campo 39: Tipo de factura

Resolución 20155 de 2019

Campo 1: NIU (ID Mercado – NIU)
 Campo 5: Tipo de factura
 Campo 12: Tipo de Tarifa
 Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
 Campo 18: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)), que se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 18 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16 (8055 de 2010) y Campo 14 y 18 (20155 de 2019)) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 o 18 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

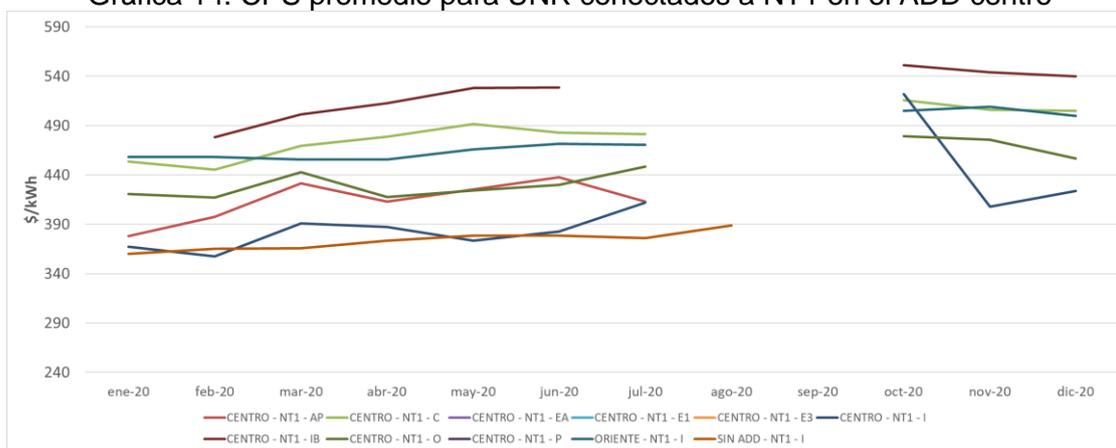
A continuación, se presentan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio al usuario no regulado por nivel de tensión y ADD, aclarando que a la fecha se encuentra pendiente de certificación por parte de la empresa el Formato TC2 para los periodos 8M y 9M de 2020 del SUI por lo que la información en mercados cuyos OR ya se encuentran con aprobación de ingresos, no será visible. De igual manera, y para permitir nombres cortos en las leyendas, se utilizarán las siguientes abreviaturas:

ALUMBRADO PUBLICO	AP	ESTRATO 3	E3
COMERCIAL	C	INDUSTRIAL	I
ESPECIAL ASISTENCIAL	EA	INDUSTRIAL BOMBEO	IB
ESTRATO 1	E1	OFICIAL	O
ESTRATO 2	E2	PROVISIONAL	P

¹ Categoría definida por la Ley 143 de 1994 como la persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La CREG reguló la materia y mediante Resolución CREG 131 de 1998 también modificó el límite para su clasificación, actualmente el límite corresponde a capacidad instalada mínimo de 1 MW o consumos mensuales mínimo de 55 MWh.

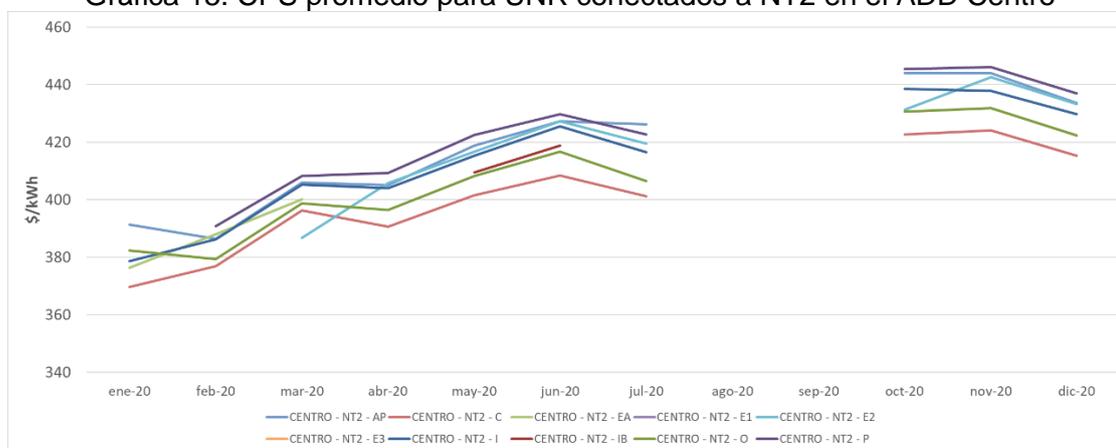
En términos generales, se identifican usuarios no regulados clasificados en estratos 1, 2 y 3 en las ADD Centro y Occidente, pero cuya aparición a través del año no es constante, es decir que se presentan en solo 2 o 3 meses. Se podría inferir de forma inicial, que podría estar relacionado con la calidad de la información reportada por los OR a través del Formato TC1 sin embargo esto será de seguimiento por la entidad.

Gráfica 14. CPS promedio para UNR conectados a NT1 en el ADD centro



Fuente: Formatos Comerciales SUI

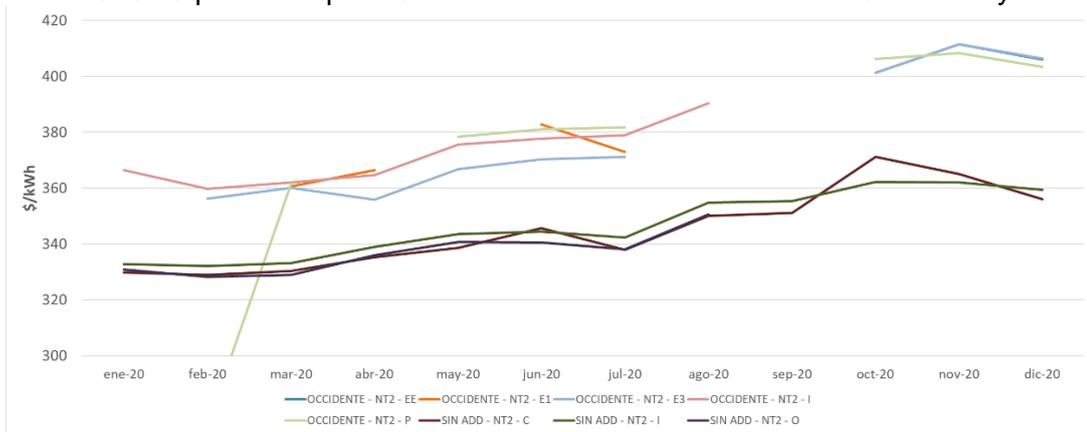
Gráfica 15. CPS promedio para UNR conectados a NT2 en el ADD Centro



Fuente: Formatos Comerciales SUI

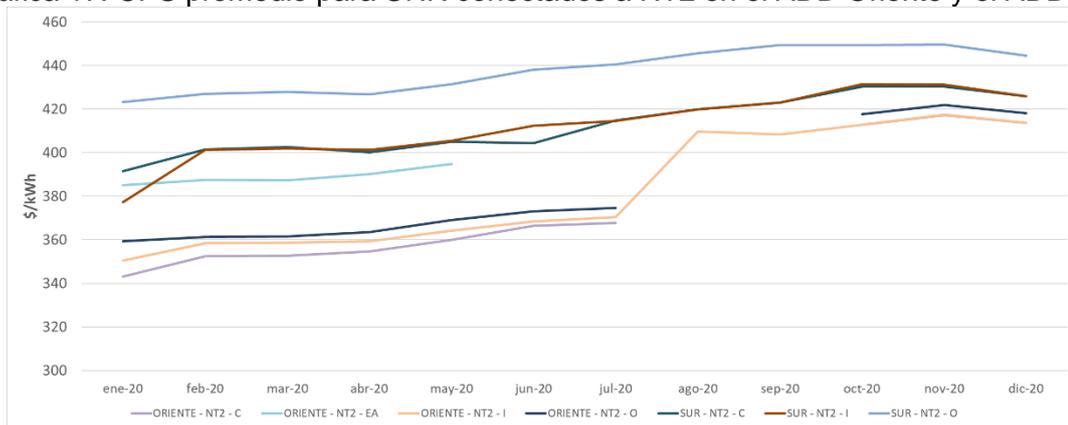


Gráfica 16. CPS promedio para UNR conectados a NT2 en el ADD Occidente y sin ADD



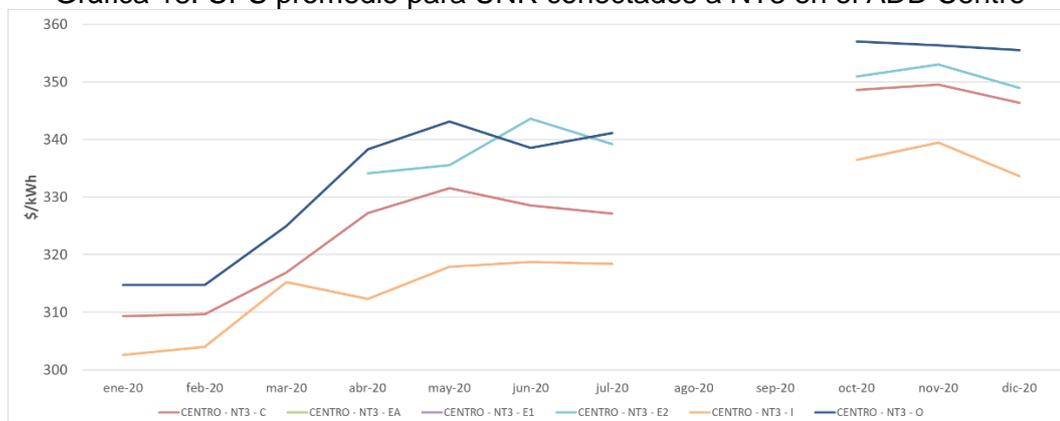
Fuente: Formatos Comerciales SUI

Gráfica 17. CPS promedio para UNR conectados a NT2 en el ADD Oriente y el ADD Sur



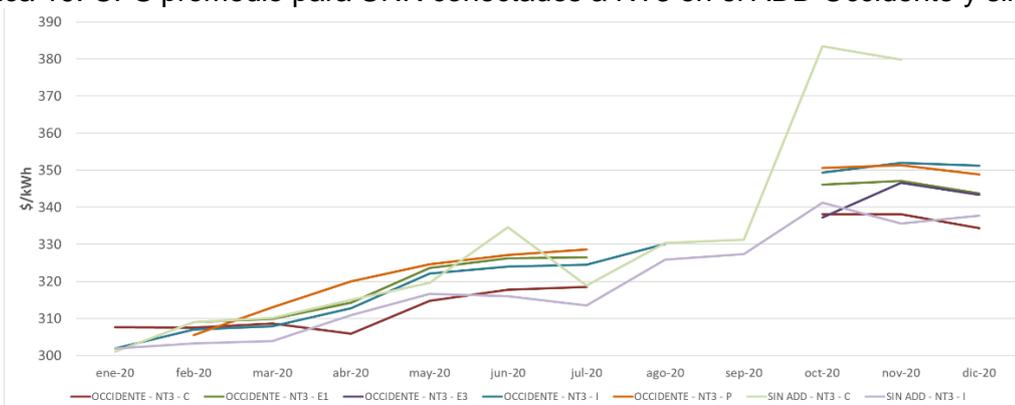
Fuente: Formatos Comerciales SUI

Gráfica 18. CPS promedio para UNR conectados a NT3 en el ADD Centro



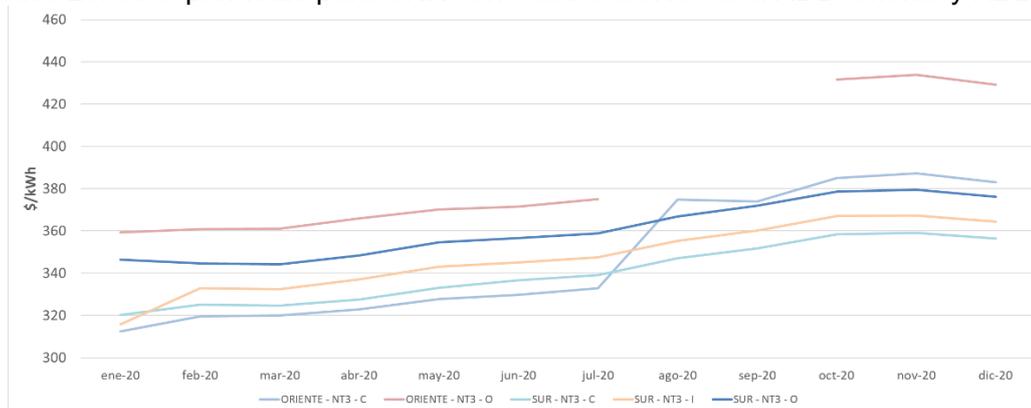
Fuente: Formatos Comerciales SUI

Gráfica 19. CPS promedio para UNR conectados a NT3 en el ADD Occidente y sin ADD



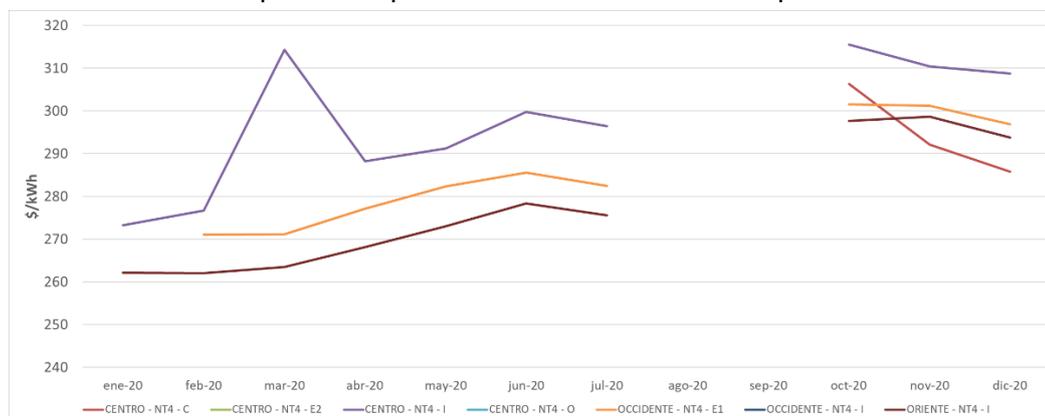
. Fuente: Formatos Comerciales SUI

Gráfica 20. CPS promedio para UNR conectados a NT3 en el ADD Oriente y ADD Sur



Fuente: Formatos Comerciales SUI

Gráfica 21. CPS promedio para UNR conectados a NT4 para todas las ADD



Fuente: Formatos Comerciales SUI

2.4.2. Aspectos Técnico Operativos

El sistema eléctrico de EPM, cuyas redes se ubican principalmente sobre el departamento de Antioquia, cuenta con activos en diferentes niveles de tensión (500kV, 230kV, 220kV, 110kV, 44kV, 13,2kV) que lo

ubican dentro de las empresas más grandes del Sistema Interconectado Nacional, tanto a nivel del Sistema de Transmisión Nacional - STN, Regional - STR, como de Distribución Local - SDL. Condición que, además, se repite dentro del negocio de Generación de energía eléctrica, pues cuenta con centrales de generación hidroeléctrica y térmica que aportan fuertemente a la seguridad y confiabilidad eléctrica del SIN con cerca del 20% de la capacidad instalada del país.

2.4.2.1. Infraestructura de transporte de energía Eléctrica (STN, STR y SDL)

Tal como se expuso previamente, el sistema de distribución de EPM cuenta con redes y activos en el STR y SDL que han venido aumentando en los últimos años, como se muestra en detalle en la Tabla 2. Dicha infraestructura es pieza fundamental que permite suministrar el servicio de energía a 2.558.447 usuarios² del mercado Antioquia, de los cuales el 91,58% corresponden a usuarios residenciales y 8,42% a usuarios no residenciales. La proyección de la demanda para el año 2023 corresponde a un aumento del 9% respecto al número de usuarios atendidos en el año 2020, lo que implica que se pasaría de 9.351.908 MWh de demanda atendida en el 2020 a 10.787.491 MWh para el 2023, es decir, un aumento del 15% aproximadamente.

Aunado a lo expuesto, es importante indicar que, durante el año 2020 EPM recibió 81.756 solicitudes de conexión de nuevos usuarios y se tiene una proyección de 70.287 solicitudes para el año 2023.

Tabla 2. Activos operados por EPM

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

² Usuarios del año 2020.

Aspecto	Clasificación	2019 (E)*	2020 (P)**	2020 (E)*	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)
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 (a la fecha de la evaluación integral no se había cerrado el inventario 2020).

Fuente: EPM

En lo que respecta al negocio de transmisión nacional y regional, EPM se destaca dentro de las empresas del Sistema Interconectado Nacional con mayor cantidad de kilómetros de red, en diferentes niveles de tensión, tal como se encuentra de la información extraída de XM como administrador del Centro Nacional de Despacho (CND).

Tabla 3. Líneas de Transmisión Nivel de Tensión

Nivel de tensión (kV)	km	Puesto a nivel nacional
500	6166	2°
230	181,57	4°
220	814,52	2°
Total km de red a nivel STN	1.057,75	
110	1.644	1°
Total km de red a nivel STR	1.644	1°

Fuente: Aplicativo PARATEC – XM S.A. ESP.

Sin embargo, al analizar la información suministrada por el prestador a esta Superintendencia, las cifras suministradas (Tabla 2) difieren de lo publicado por XM S.A.ESP en el portal PARATEC (plasmado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), en relación los Kilómetros de red tanto en el STN como en el STR.

En general, gran parte de la infraestructura de EPM localizada dentro del área de influencia de su mercado de comercialización, es decir en el departamento de Antioquia, el área de cobertura se muestra a continuación.

Imagen 1. Área de cobertura del mercado EPM



Fuente: EPM

2.4.2.2. Evaluación de la Calidad del Servicio Suministrado en el SDL

En el presente numeral, se buscará evaluar cómo ha sido la calidad del servicio de energía eléctrica suministrado por EPM a los usuarios de su mercado, comenzando por exponer el marco regulatorio bajo el cual se evaluará su gestión, su nivel de implementación, los indicadores de calidad media e individual, entre otros.

La calidad del servicio de EPM se enmarca bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008 para los años anteriores al 2019 y la CREG 015 de 2018 que está vigente desde el primero de enero del 2019. Adicionalmente, las metas y límites de calidad para EPM se establecen en la Resolución CREG 156 de 2019.

2.4.2.2.1. Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones

La firma OR BETTER LTDA realizó la auditoría para certificar el cumplimiento de requisitos contemplados en los literales del numeral 5.2.10 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones de la Resolución CREG 015 de 2018. La firma realizó dos auditorías para certificar el cumplimiento. La certificación de los requisitos de los literales a, b, c, d y e fueron acreditados el día 12 de junio de 2020. El certificado del requisito fue realizado por la misma compañía el 18 de diciembre del 2020. Dado que la resolución particular de aprobación de cargos a la empresa EPM, CREG 156 de 2019, fue publicada el 02 de enero del 2020, el prestador cumplió con el plazo establecido del lineamiento regulatorio el cual se cita a continuación:

“f. Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado, 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. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de la resolución con la que se le aprueba el ingreso al OR.”

2.4.2.2. Indicadores de Calidad Media

Los indicadores de calidad media (SAIDI, SAIFI) en el mercado de comercialización de EPM muestran una senda de disminución desde el año 2012 hasta el año 2020. Las metas definidas en la Resolución CREG 156 de 2019, establece que para el año 2019 y 2020 los indicadores de calidad son:

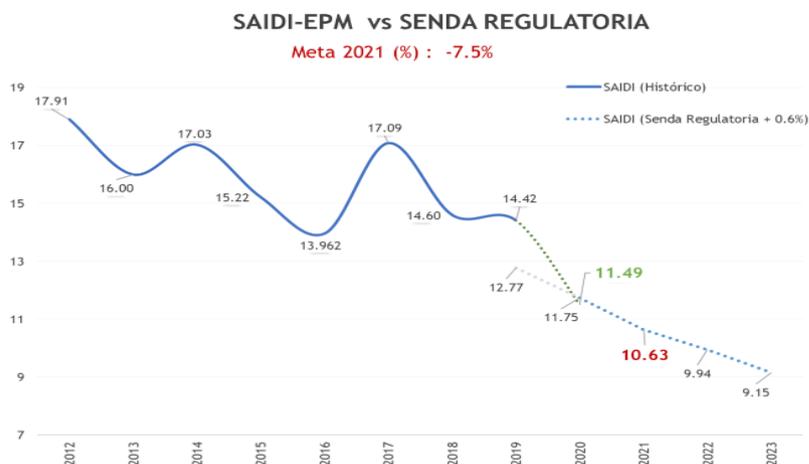
Tabla 4. Metas de los indicadores de calidad media para EPM

Año	SAIDI (Horas)	SAIFI (Veces)
2019	12.845	9
2020	11.817	9

Fuente: Resolución CREG 156 de 2019

En la Gráfica 22, se observa la evolución del indicador SAIDI desde el año 2012³, hasta al periodo de vigencia de esta evaluación. Así mismo, se puede observar cómo ha disminuido paulatinamente este indicador desde el año 2012 hasta el año 2020, donde registró un valor de 11.49 horas.

Gráfica 22. Evolución del indicador SAIDI - EPM



Fuente: EPM

De la gráfica anterior es importante resaltar que, para el año 2019 el prestador no alcanzó la meta regulatoria, ya que presentó un valor de SAIDI de 14.42 y la meta para ese año correspondía a 12.845. El prestador no alcanzó la meta del SAIDI del año 2019.⁴, lo que implica un incentivo negativo de calidad media, el cual a la fecha no se encuentra reportado en el SUI. Es necesario que el prestador realice el

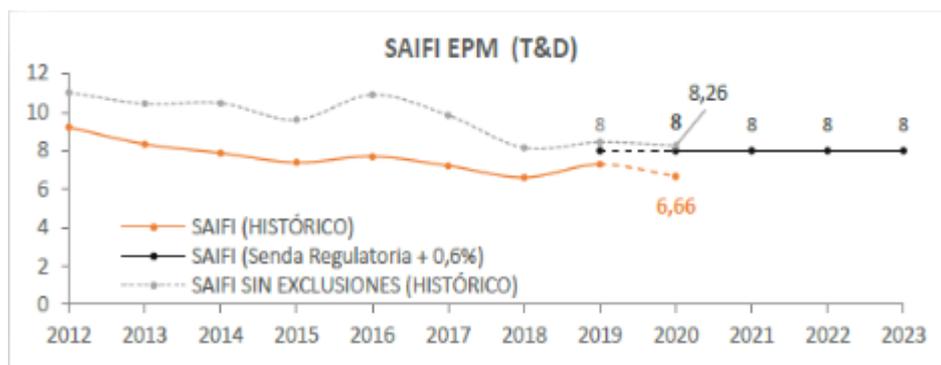
³ Vale la pena aclarar que los valores a partir del 2019 corresponden a cálculos según la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

⁴ Según numeral 1.1.5 Cargos por incentivos de calidad del servicio, el LAC calculará los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL, y para los OR que no han reportado la información al SUI, el LAC utilizará un valor igual a cero mientras dicho agente reporta el nuevo valor. A partir del reporte del OR, el LAC utilizará la información recibida para liquidar los meses siguientes.

cargue de la información del formato CS3 de forma retroactiva. Lo anterior implica un posible incumplimiento al esquema de calidad al ser sujeto de incentivo negativo según numeral 5.2 de la Resolución CREG 015-2018.

Por otra parte, respecto al indicador SAIFI, se encontró que el prestador ha venido disminuyendo el valor del indicador de forma progresiva por año desde la vigencia 2012, alcanzando y superando para el año 2020 la meta de largo plazo definida en la regulación correspondiente a 9 veces/año, tal como se puede ver en la Gráfica 23.

Gráfica 23. Evolución del indicador SAIFI - EPM



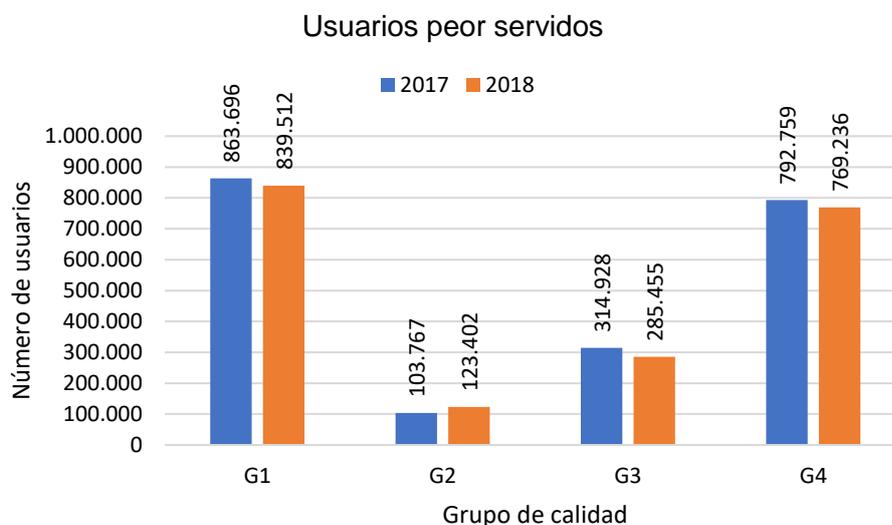
Fuente: EPM

2.4.2.2.3. Indicadores de calidad individual y compensaciones

El análisis de calidad individual se divide en dos periodos, años 2017-2018 con la Resolución CREG 097 de 2008, y 2019-2020 con la Resolución CREG 015 de 2018.

En la Gráfica 24 se presenta la cantidad de usuarios peor servidos durante los 4 trimestres de los años 2017 y 2018. Los grupos de calidad 1, 3 y 4 presentaron una cantidad menor de usuarios peor servidos respecto al año 2017. Durante el año 2018, el grupo de calidad 2 presentó un aumento del 18.9% respecto al 2017.

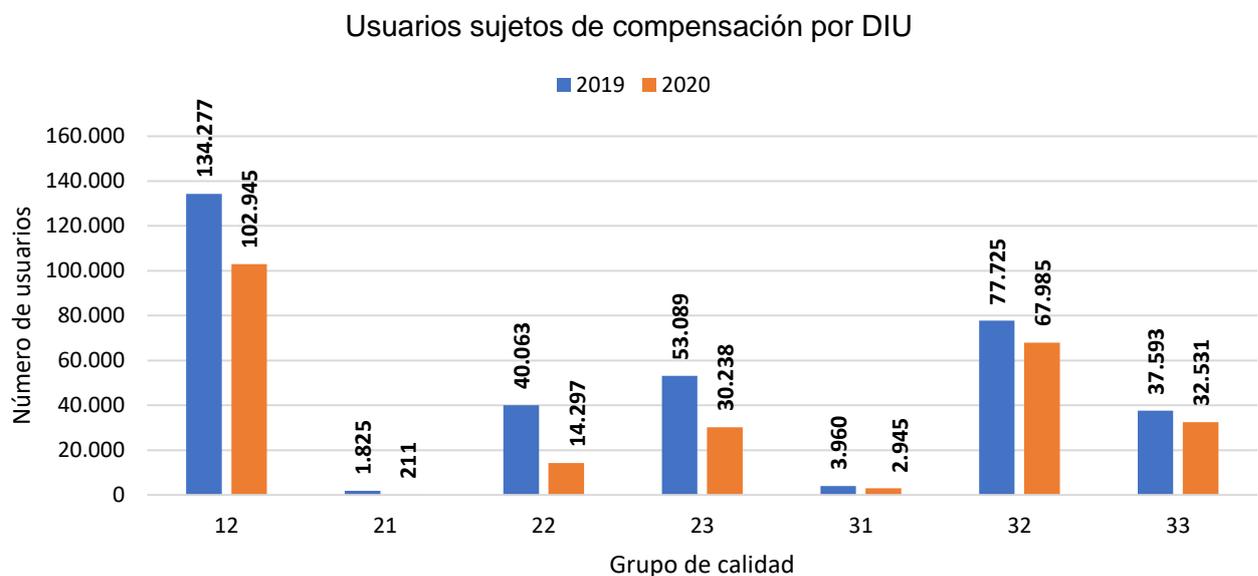
Gráfica 24. Usuarios peor servidos 2017-2018



Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

Por otra parte, bajo la Resolución CREG 015 de 2018, EPM cambió el esquema de calidad para seguir los lineamientos de la regulación. Con la nueva definición de grupos de calidad, EPM clasificó a sus usuarios en 7 grupos para los cuales se tienen metas específicas definidas en la Resolución CREG 156 de 2019. En la Gráfica 25 se presenta el número de usuarios sujetos de compensación por superar los valores garantizados del indicador DIU. La mayor cantidad de usuarios sujetos de compensación se presentan en el grupo de calidad 12 seguido por los usuarios del grupo 32. La cantidad de usuarios sujetos de compensación de nivel de tensión 1, bajó respecto al año 2019, mientras que los de nivel de tensión 2 y 3 aumentaron respecto al 2019, sin embargo, a nivel general se evidencia una disminución en el número de usuarios sujetos de compensación por duración de interrupciones.

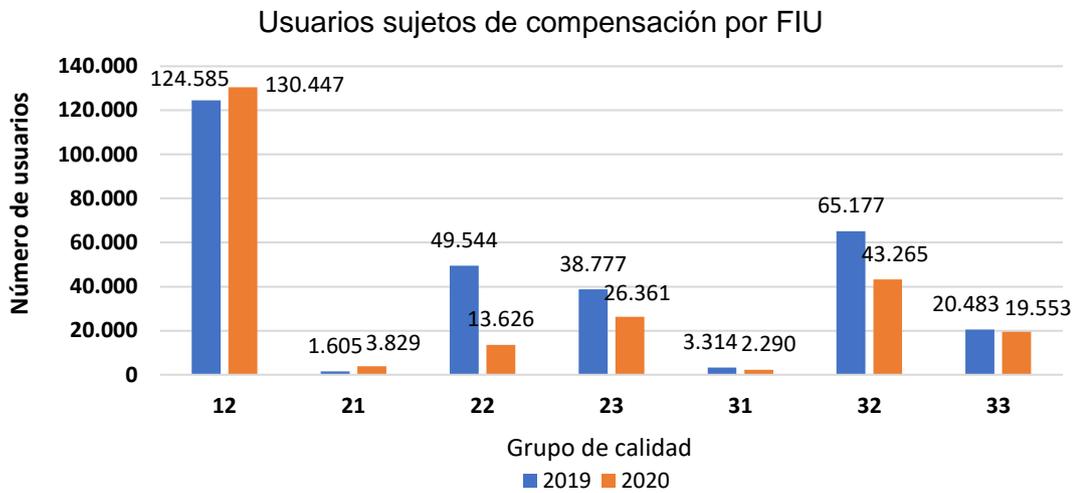
Gráfica 25. Usuarios sujetos de compensación por superar los límites de duración de interrupciones



Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

Ahora bien, en la Gráfica 26 se muestra la cantidad de usuarios sujetos de compensación por frecuencia de eventos durante los años 2019 y 2020. Los usuarios sujetos de compensación para los niveles de tensión 2 y 3 aumentó tres veces aproximadamente en el 2020 respecto al 2019, mientras que los usuarios sujetos de compensación de nivel de tensión 1 disminuyeron un 21.5% aproximadamente para el mismo periodo. En términos generales el número de usuarios a compensar por FIU en el 2020 disminuyó respecto al 2019. El grupo de calidad 12 fue el más afectado seguido por el grupo 32. El grupo 22 presentó la mejora más significativa con un 72%.

Gráfica 26. Usuarios sujetos de compensación por superar los límites frecuencia de interrupciones

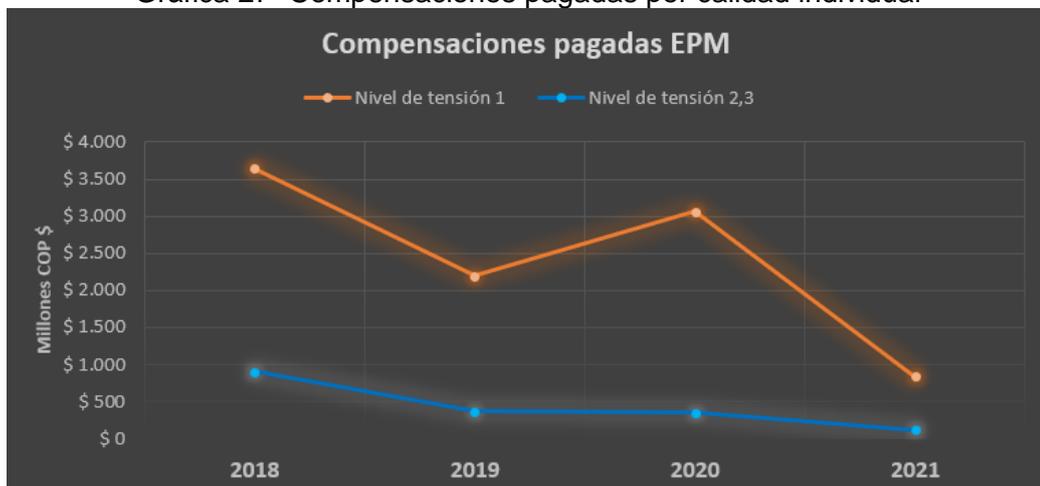


Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

Este tipo de condición implica que se deba efectuar una compensación a los usuarios afectados, por lo que el prestador desarrolló el módulo Manejo Avanzado de la Red (MAR) dentro del DMS (Distribution Management System), en el cual se realiza el proceso de cálculo de las compensaciones por calidad individual y donde incluyen las variables tarifarias y comerciales respectivas según la Resolución CREG 015 de 2018 y CREG 036 de 2019. En la Gráfica 27 y Gráfica 28 se presenta la evolución de las compensaciones que ha realizado EPM desde el 2018.

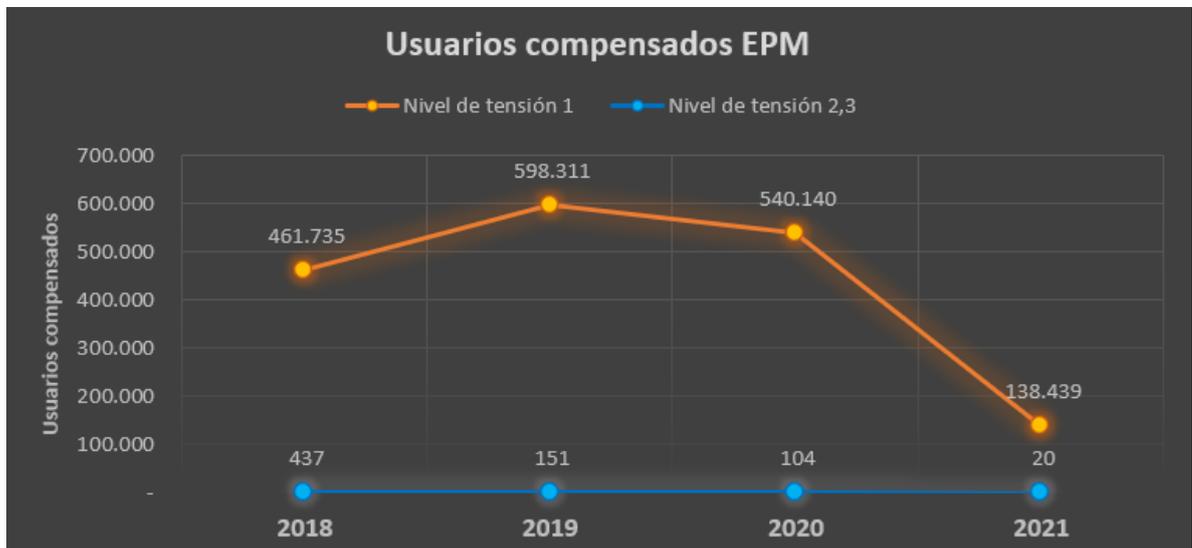
Pese a que en el año 2018 se presentó un número menor de usuarios compensados, el monto total es mayor respecto a los años 2019 y 2020 debido a que en la Resolución CREG 097 de 2008 el peso económico de las compensaciones era mayor que el definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Se observa una disminución en el número de usuarios compensados del 2019 al 2020, sin embargo, el monto pagado durante el 2020 fue mayor al 2019 debido a que el prestador aún se encuentra en proceso de realizar todos los pagos retroactivos conforme la regulación.

Gráfica 27- Compensaciones pagadas por calidad individual



Fuente: EPM

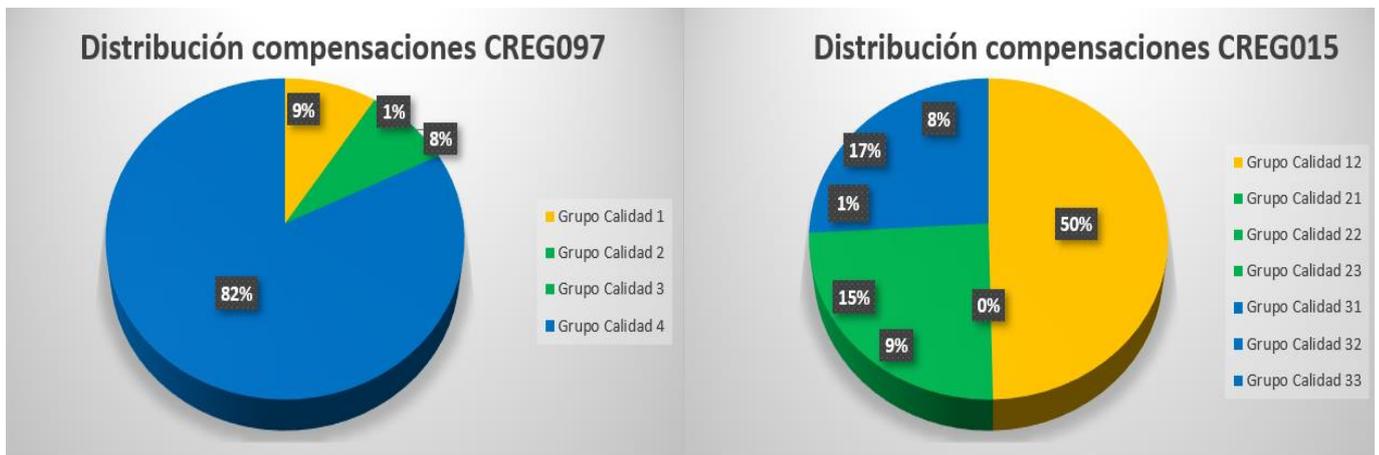
Gráfica 28. Usuarios compensados por calidad individual



Fuente: EPM

Actualmente el comercializador EPM está en proceso de realizar el pago de compensaciones retroactivas para el año 2019, sin embargo, se presentaron los valores estimados según la calidad percibida por los usuarios durante el año. Bajo el esquema de la CREG 097 de 2008 la mayoría de las compensaciones se realizaban en los grupos de calidad rurales, el cual era equivalente al 82% del total de las compensaciones. Bajo la metodología de la CREG 015 de 2018, la distribución de las compensaciones cambia pasando de un mayor aporte de las zonas rurales 26%, a las zonas metropolitanas con un 50%.

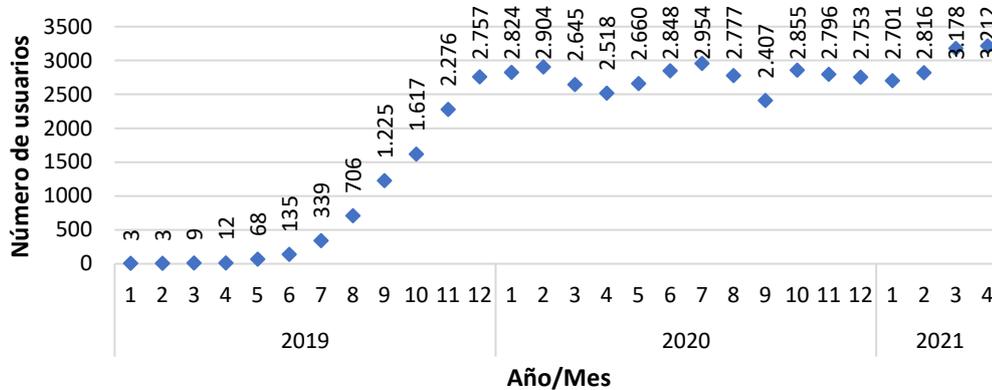
Gráfica 29. Porcentaje de compensaciones por grupos de calidad



Fuente: EPM

Según la regulación vigente los operadores deben abstenerse de incurrir en tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU, sea mayor a 360 horas o 360 veces, respectivamente. Condición bajo la cual, presuntamente se configura un incumplimiento regulatorio a los límites de calidad individual definidos en la Resolución CREG 015 de 2018. Durante la evaluación se identificó que EPM presenta usuarios con valores de DIU mayores a 360, tal como se muestra en la Gráfica 30. El valor máximo del indicador de duración es de 1.974 horas que equivale a 82 días sin servicio de energía eléctrica. El valor máximo del

indicador FIU se encontró en 124 veces. Gráfica 30. Número de usuarios que superaron límites regulatorios del indicador DIU



Fuente: Elaboración SSPD – Fuente SUI

2.4.2.2.4. Análisis de Exclusiones

Durante los años 2019 y 2020, EPM reportó en total 21.789 eventos que fueron excluidos dentro de sus cálculos de indicadores de calidad del servicio según el esquema regulatorio vigente. Para mayor detalle en la Gráfica 31, se muestra la cantidad de eventos por cada uno de los años antes mencionados.

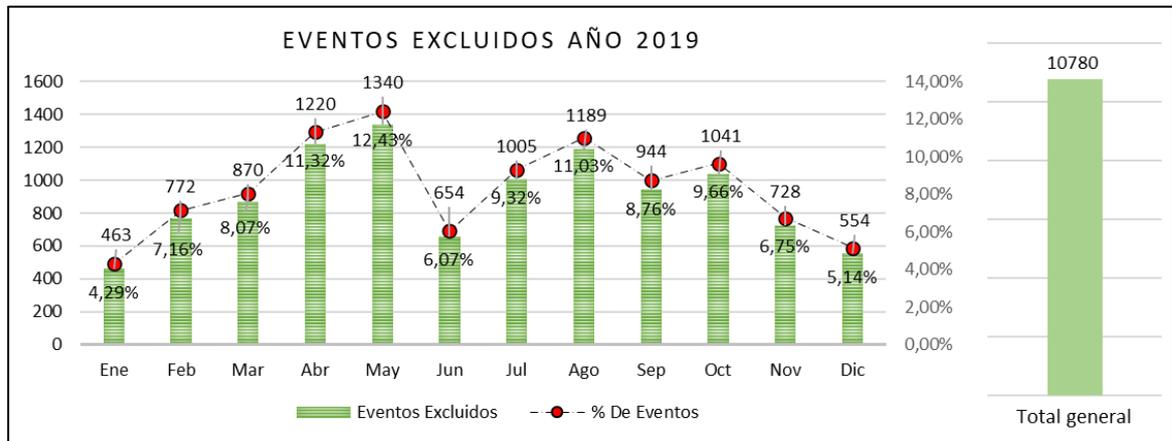
Gráfica 31. Cantidad de eventos excluidos para el cálculo de indicadores



Fuente: EPM

En la gráfica se observa que hubo un incremento para el año 2020, que representa aproximadamente un 2% más de eventos que los excluidos en el año 2019. En la Gráfica 32 se puede observar que el porcentaje de eventos excluidos respecto al total de eventos para ambos años oscila entre el 3,45% y el 12,43%.

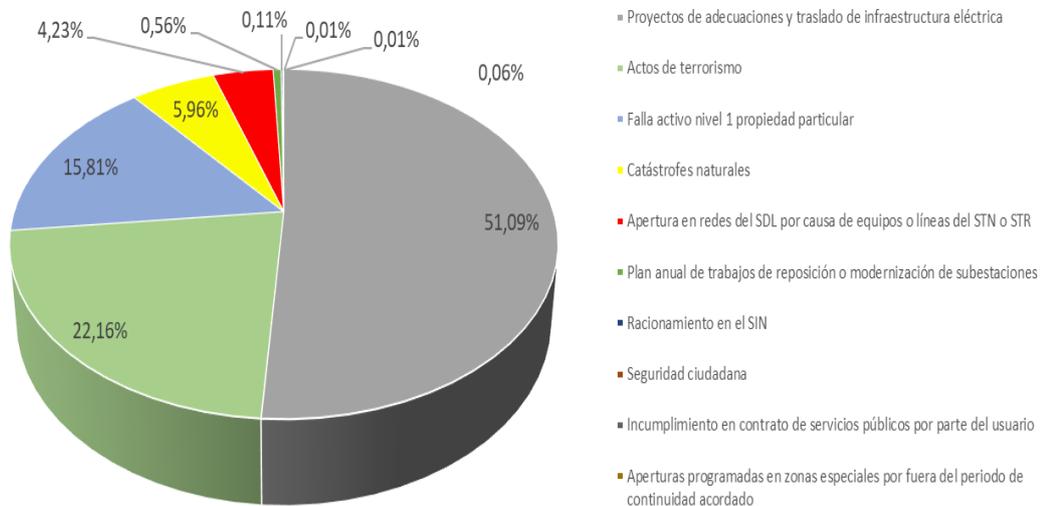
Gráfica 32. Porcentaje de eventos excluidos



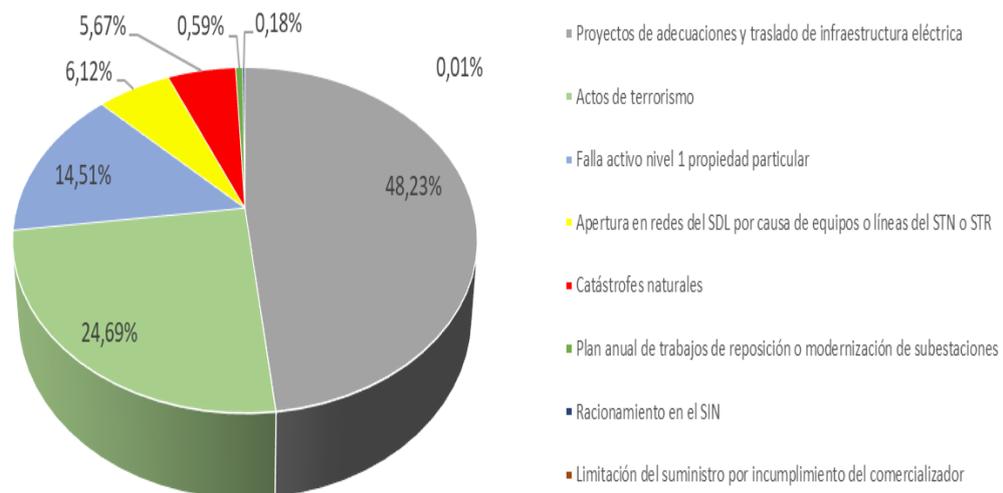
Fuente: EPM

Según la información analizada, las exclusiones incluidas corresponden principalmente a las categorías: i) proyectos de adecuación y traslado de infraestructura eléctrica, ii) actos de terrorismo, iii) falla en activos de nivel 1 propiedad particular, iv) catástrofes naturales, v) apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR, vi) TRMS, vii) racionamiento en el SIN, viii) seguridad ciudadana, ix) incumplimiento en contratos de servicios públicos por parte de los usuarios, x) aperturas programas en zonas especiales por fuera del periodo de continuidad acordado, y xi) aperturas en redes del SDL por causa de equipo o líneas del STN o STR, tal como se muestra en detalle en la Gráfica 33. Del listado antes mencionado, se tiene que la causa principal de eventos excluidos fueron los proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica.

Gráfica 33. Tipos de exclusiones



a) 2019



b) 2020

Fuente: EPM

Durante el proceso de verificación de los soportes de las exclusiones, se encontraron presuntos incumplimientos respecto a las condiciones que establece la Resolución CREG 015 de 2018, en su numeral 5.2.2 exclusión de eventos, la cual define a detalle los tipos de soportes y los lineamientos que debe tener cada tipo de exclusión. Se encontraron soportes con información incompleta o inadecuada.

2.4.2.3. Calidad de la potencia:

2.4.2.3.1. Distorsión Armónica de la Onda de Tensión – THDV

De acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 024 de 2005, en la Tabla 5 se presenta el número de circuitos de los niveles de tensión 2, 3 y 4 con presuntos incumplimientos a los límites previstos en cuanto al parámetro Distorsión Armónica de la Onda de Tensión – THDV, durante los años 2019 y 2020.

Tabla 5. Número de circuitos con incumplimiento calidad de la potencia

Nivel de tensión	Año 2019		Año 2020	
	PST95	THDV95	PST95	THDV95-
2	7	14	3	7
3	8	21	7	11
4	-	12	-	13

Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

De la Tabla 5 se observa que, si bien para el año 2020 disminuyó la cantidad de incumplimientos con relación al año 2019, aún existen 18 puntos en los niveles de tensión 2 y 3, con registros por fuera de los límites definidos (ver Imagen 2) en la citada resolución. Para el caso del nivel de tensión 4 (STR) el número de circuitos con incumplimiento aumentó en un circuito para el año 2020 respecto al año anterior.

Imagen 2. Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Tensión del Sistema	THDV Máximo (%)
<i>Niveles de tensión 1,2 y 3</i>	<i>5.0</i>
<i>Nivel de Tensión 4</i>	<i>2.5</i>
<i>STN</i>	<i>1.5</i>

Fuente: Anexo de la Resolución CREG 024 de 2005

Ahora bien, de los datos suministrados por el prestador no es posible determinar la cantidad de periodos ni las fechas del posible incumplimiento, lo cual será objeto de indagación por parte de la Superservicios.

2.4.2.3.2. Factor de Potencia en redes de nivel de tensión 4, 3 y 2

Continuando con el análisis realizado durante la evaluación efectuada al negocio de distribución acerca de la calidad del servicio suministrado por EPM a los usuarios de su mercado, en este punto de la evaluación integral se analizará el parámetro de calidad del servicio: Factor de Potencia - FP, en el cual, según la información suministrada por el prestador en mención, se registraron múltiples valores por debajo y por encima de los límites estándar (FP 0.9 a 1) que permitirían una correcta operación del sistema. Condición que podría llevar a que se generen salidas de operación de los activos implicados, a causa de las sobrecorrientes o caídas de tensión que producen este tipo de eventos.

Al evaluar los datos suministrados por el prestador correspondiente únicamente a las lecturas fuera del rango por punto, donde existe punto de monitoreo, se observó que, de forma general aumentaron los registros con valores de potencia inductivo y/o capacitivo por fuera del rango entre 0.9 a 1⁵, lo cual no solo pueden llevar a un aumento de las pérdidas técnicas del sistema, reducción de la capacidad de transporte y también a una posible afectación directa en el servicio suministrado a los usuarios.

De los datos suministrados vale la pena indicar que:

- El número de puntos con registros de valor de FP pasaron de 199 en el año 2019 a 217 durante el año 2020.

⁵ El factor de potencia se encuentra en un rango entre 0 y 1 y puede ser inductivo o capacitivo. El valor normativo para los usuarios residenciales y no residenciales definido en la Resolución CREG 108 de 1997 es factor de potencia inductivo igual o superior a 0.9.

- Si bien es cierto que se encontraron múltiples registros del FP por debajo 0,9, no es posible determinar si los mismos fueron una condición atípica única en un grupo de registros, o es una condición frecuente del punto medido. Es decir, no se sabe por cuantos periodos de tiempo se presentaron, debido a que no se contó con la totalidad de registros.
- Según los registros entregados por EPM, durante la ventana de tiempo del año 2019 todos los puntos medidos (199) presentaron al menos un valor del PF por debajo 0,9, mientras que para el año 2020, si bien el panorama no mejora sustancialmente, por lo menos se evidenciaron algunos puntos que no registraron ni un solo valor de FP por debajo de 0,9, como son: a nivel de 110 kV, solo el 2% de los puntos cumplió, en cuanto a 44 kV el 2,5%, y a nivel de 13,2 kV el 11.5%, detalle que se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Relación de puntos con medición 2019 Vs 2020

Nivel de tensión (kV)	Año 2019		Año 2020		Detalle SE ⁶ sin incumplimiento
	Puntos Medición	Puntos Incumplimiento	Puntos Medición	Puntos Incumplimiento	
110	46	46	49	48	Caucheras
44	73	73	81	79	Oriente y Rionegro
13,2	80	80	87	77	La Ceja, Bello, Guayabal, Ancón Sur, San Diego, La Fe, Caucasia, Poblado; caucheras
Total registros	199	199	215	204	

Fuente: Construcción SSPD a partir de registros del prestador

Al consultar al prestador sobre las principales razones que han generado valores del FP por fuera de lo dictado por las normas técnicas y la regulación, EPM expuso que entre los factores más relevantes está: i) la alta cantidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH vinculadas a su sistema eléctrico, que según los registros publicados en el portal PARATEC de XM S.A. ESP suman un total de 50 Plantas menores, con una capacidad instalada 442,5MW, agentes con los que al parecer no han podido concertar mecanismos de control desde la generación, como sí lo tienen implementado las grandes centrales de generación, y ii) las condiciones de topología que se presentan hacia algunas áreas del sistema.

En general, esta condición deberá continuar siendo trabajada por EPM, con el fin de lograr la gestión por parte de usuarios y generadores (PCH) conectadas a su sistema, toda vez que la afectación al factor de potencia que le ocasionan al sistema resultan en posibles afectaciones a la calidad del servicio suministrada a los usuarios de todo su mercado. En los casos de incumplimiento al factor de potencia debido a la topología de la red, se sugiere al prestador evaluar las acciones que podrían ser económicamente viables para compensar el flujo de reactiva y mejorar así el FP.

2.4.2.4. Planes de Inversión

El plan de inversión de EPM en cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018 se enmarca bajo la estructura descrita en la

Gráfica 34 en donde los proyectos se enfocan en dos líneas principalmente: atención a la demanda y no atención de la demanda y los cuales a su vez se enfocan en proyectos de reposición, expansión, calidad, pérdidas y nuevas tecnologías.

⁶ SE: sigla para Subestación

Gráfica 34. Estructura Planes de Inversión EPM

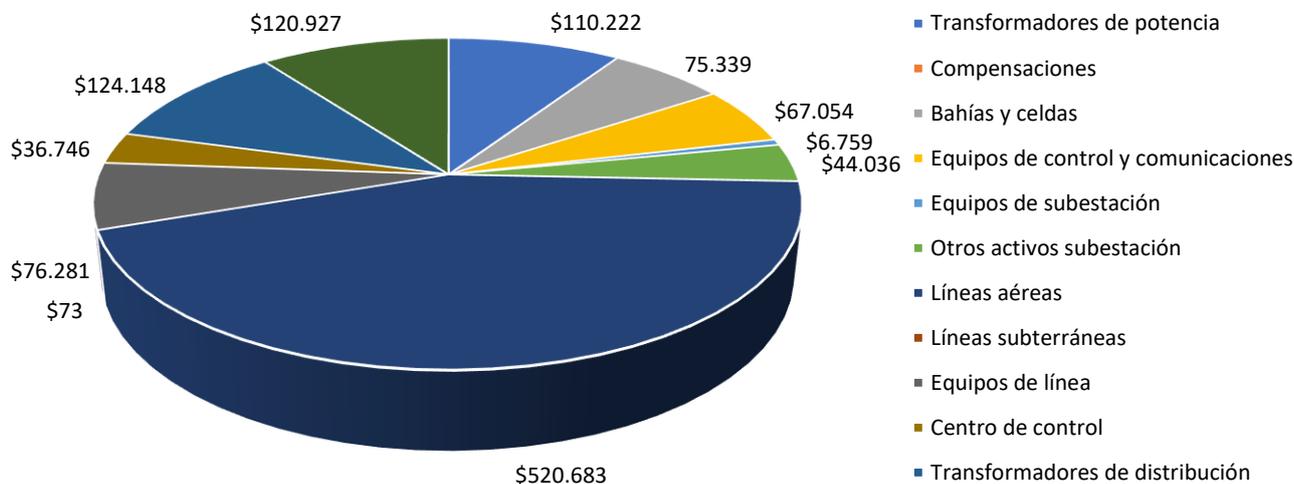


Fuente: EPM

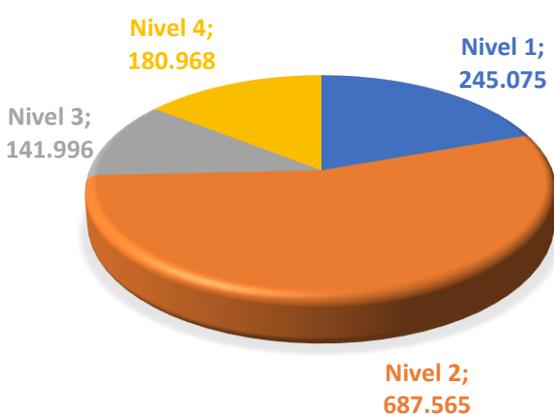
EPM presentó el plan de inversiones para los años 2019 a 2023 según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. El plan fue aprobado mediante Resoluciones CREG 078 y CREG 156 de 2019, el cual contiene 56 proyectos por un valor total de \$1.255.604,9 millones a precios de 2017. Durante el año 2019 se aprobaron \$239.826 millones de los cuales se ejecutaron el 92,2% equivalente a \$221.131 millones. Para el año 2020 se aprobó un monto de \$267.314 millones de los cuales se ejecutó el 110.6% equivalente a \$295.536 millones.

La distribución de los presupuestos de los planes de inversión se muestra en la Gráfica 35 a través de las categorías de los activos, niveles de tensión y tipos de proyectos respectivamente. Las inversiones corresponden con la clasificación definida por la regulación, como lo son: inversiones motivadas por la atención de la demanda, no motivados por la atención de la demanda y otros proyectos que no se originan del crecimiento de la demanda pero que generan la instalación de nuevos activos en el sistema. Dentro de esta última clasificación se encuentra la infraestructura que se contempla en los planes de mejoramiento de la calidad y de sostenimiento de las pérdidas.

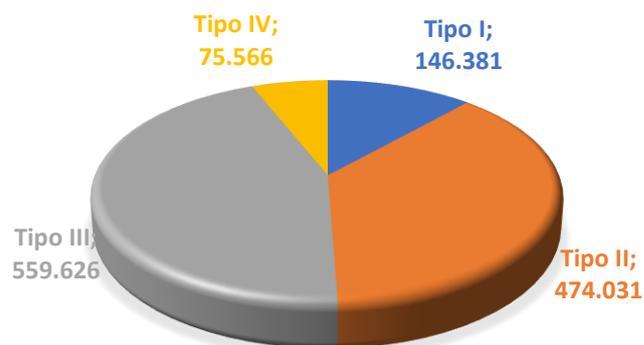
Gráfica 35. Plan de inversiones aprobados a EPM 2019-2023



a) Inversiones por categorías



b) Inversiones por niveles de tensión



c) Inversiones por tipos de proyectos según Res CREG 015 de 2018

Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

EPM realizó solicitudes de modificación del plan de inversiones presentado a la CREG, en donde cambia un 12% para el periodo 2020-2024. La segunda solicitud de modificación del plan, periodo 2021-2025, aumentó un 3,29% respecto a la solicitud anterior, llegando a un total de \$1.407.953 millones. Las desviaciones en la ejecución de los planes de inversión se deben principalmente a los siguientes aspectos:

- Estudios de ingeniería de detalle aumentando así la certeza de las unidades constructivas asociadas a los proyectos.
- Equipos de telecomunicaciones que no son atribuibles a unidades constructivas específicas.

- Cambios en la infraestructura de redes de distribución.
- Cambio de definición de tecnologías de AIS a GIS.
- Redistribución de obras a otros municipios.

El prestador ha cumplido con el lineamiento regulatorio emitido por la CREG respecto a que cada año del plan de inversión no se puede exceder el 8% de la base regulatoria de activos. En las siguientes tablas se relaciona el monto de las inversiones en millones de pesos asociados a cada municipio y departamento atendido por el prestador y que reportó en el plan de inversiones 2019-2023. El departamento de Antioquia y el municipio de Medellín presentan los mayores montos de inversión, representando el 99,97% y 24,32% del monto total respectivamente.

Tabla 7. Plan de inversiones en los municipios 2019-2023 (Cifras en millones de pesos)

Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total
Abejorral	4.354	Cisneros	11.108	La Apartada	44	San Juan de Urabá	1.517
Abriaquí	368	Ciudad Bolívar	6.526	La Ceja	8.169	San Luis	9.975
Alejandro	2.616	Cocorná	24.353	La Estrella	21.077	San Pedro de los Milagros	5.505
Amagá	4.409	Concepción	612	La Pintada	1.541	San Pedro de Urabá	13.077
Amalfi	5.141	Concordia	2.338	La Unión	2.995	San Rafael	9.294
Andes	9.641	Copacabana	5.094	Liborina	3.879	San Roque	4.055
Angelópolis	1.791	Dabeiba	22.937	Maceo	7.000	San Vicente	2.890
Angostura	983	Donmatías	4.250	Marinilla	3.355	Santa Bárbara	5.772
Anorí	7.171	Ebéjico	5.060	Medellín	305.373	Santa Rosa de Osos	20.156
Anzá	1.433	El Bagre	11.940	Montebello	1.119	Santafé de Antioquia	13.143
Apartadó	9.483	El Carmen de Atrato	178	Montelíbano	14	Santo Domingo	11.542
Arboletes	14.033	El Carmen de Viboral	2.742	Mutatá	14.045	Segovia	3.721
Argelia	2.295	El Peñol	3.162	Nariño	2.950	Sonsón	22.608
Armenia	629	El Retiro	3.316	Nechí	5.588	Sopetrán	2.967
Ayapel	86	El Santuario	3.950	Necoclí	20.657	Támesis	3.619
Barbosa	15.827	Entreríos	1.852	Olaya	240	Tarazá	9.054
Bello	47.300	Envigado	57.764	Peque	1.698	Tarso	1.565
Belmira	773	Fredonia	2.539	Pueblorrico	1.067	Titiribí	2.057
Betania	1.691	Frontino	5.706	Puerto Berrío	5.332	Toledo	2.677
Betulia	6.257	Giraldo	893	Puerto Nare	5.572	Turbo	42.015
Briceño	5.841	Girardota	9.225	Puerto Triunfo	9.810	Uramita	7.356
Buriticá	893	Gómez Plata	6.247	Remedios	10.717	Urao	6.348
Cáceres	10.627	Granada	4.970	Rionegro	21.017	Valdivia	12.087
Caicedo	2.907	Guadalupe	5.483	Riosucio	17	Valparaíso	713
Caldas	13.457	Guarne	4.350	Sabanalarga	1.445	Vegachí	5.558
Campamento	2.906	Guatapé	3.355	Sabaneta	14.524	Venecia	6.123

Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total	Nombre Municipio	Total
Cañasgordas	10.480	Heliconia	977	Salgar	4.499	Vigía del Fuerte	1
Caracolí	13.424	Hispania	880	San Andrés de Cuerquia	591	Yalí	2.507
Caramanta	1.674	Itagüí	25.138	San Carlos	4.232	Yarumal	16.053
Carepa	8.462	Ituango	7.573	San Francisco	1.330	Yolombó	4.455
Carolina	318	Jardín	927	San Jerónimo	16.558	Yondó	22.036
Caucasia	19.937	Jericó	1.335	San José de la Montaña	1.695	Zaragoza	7.708
Chigorodó	5.318	-	-	-	-	-	-

Fuente: EPM

Tabla 8. Plan de inversiones en los departamentos 2019-2023

Departamento	Inversión (millones de pesos)
Antioquia	1.255.266,1
Chocó	195,1
Córdoba	143,7
Total	1.255.604,9

Fuente: EPM

Los proyectos más importantes de EPM que se encuentran dentro del plan de inversiones 2019-2023 se describen en la Tabla 8. Los proyectos de reposición VP T&D, expansión VP T&D y mejoramiento de la calidad en media tensión son los proyectos de mayor inversión.

Tabla 9. Proyectos en planes de inversión más relevantes de EPM

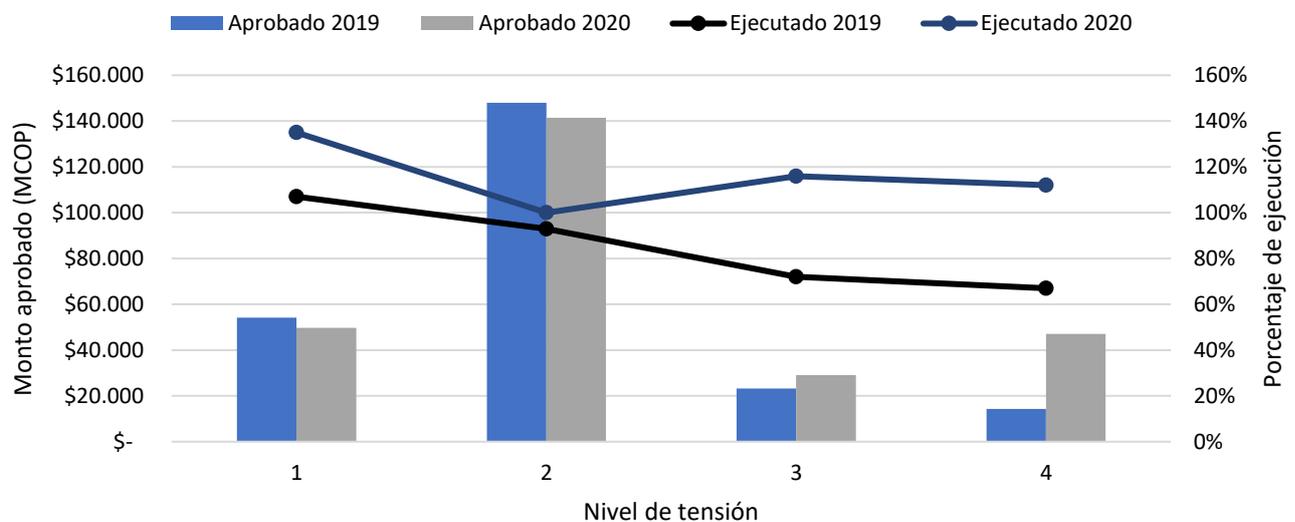
Nombre del proyecto	Inversión (millones de pesos)
Reposición VP T&D	335.383,7
Expansión VP T&D	261.456,6
Mejoramiento de la calidad en media tensión	169.690,6
Plan de choque VP T&D – Subestaciones	73.223,9
Proyecto gestión y control pérdidas de energía – EPM	46.865,5
Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	29.005,1
Plan de choque VP T&D - Líneas 110 kV	28.237,4
Conexión subestaciones Urabá - Nueva Colonia - Apartadó 110 kV	23.926,7
Ampliación de capacidad subestación Rodeo	23.399,5
Nueva subestación (sector Ayurá)	18.643,5
Modernización subestación Central 110/44/13.2 kV	17.112,6
Nueva subestación San Lorenzo 220 kV	15.767,0
Expansión y confiabilidad SE Caldas	13.550,5

Modernización subestación Guayabal 110/44/13.2 kV	13.229,5
Ampliación de capacidad de la subestación Urabá 220/110/44 kV	12.798,3
Ampliación subestación Santa Rosa 110 kV	12.673,1
Modernización subestación San Jerónimo 110/44/13.2 kV	11.336,8
Nueva subestación Yondó 34.5/13.2 kV	10.361,6
Modernización subestación Ancón Sur	9.838
Total	1.126.499.9

Fuente: EPM

En la Gráfica 36 se presenta la ejecución realizada por EPM de los planes de inversiones aprobados por la CREG, en el año 2019 la ejecución general terminó en el 92% que corresponde a \$221.131 millones. Durante el año 2020 el OR ejecutó el 111% del presupuesto con un total de \$295.536 millones. Las causas que generaron las desviaciones del plan de inversión durante los años 2019 y 2020 se enmarcan principalmente en ajustes administrativos en diferentes proyectos, cambios en la ingeniería de detalle sobre los diseños de los proyectos, inconvenientes al gestionar licencias ambientales, situaciones de fuerza mayor como retrasos en procesos jurídicos en la imposición de servidumbres, incumplimiento de proveedores en la entrega de equipos, problemas de orden público, cambios de alcance solicitado por la UPME entre otros.

Gráfica 36. Porcentaje ejecutado de los planes de inversión 2019 - 2020



Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

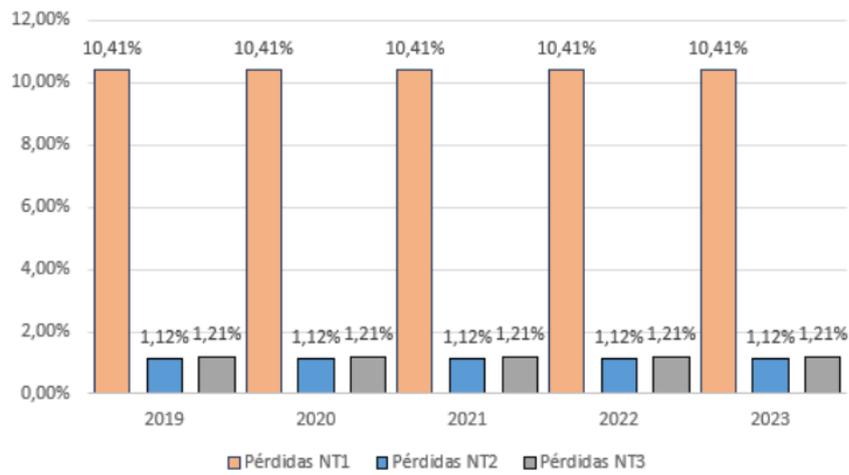
Durante el año 2019 fueron finalizadas las obras contempladas al interior del plan de inversiones regulatorio 2019 – 2023 para los siguientes proyectos declarados:

- Adicionales Proyecto Confiabilidad Caucasia.
- Ampliación celdas 13.2 kV subestación Itagüí.
- Ampliación de capacidad de la subestación Arboletes 44/13.2 kV.
- Modernización registradores de falla en subestaciones de 220 kV (asociados a bahías de transformación para actividades de distribución).
- Normalización de la subestación Carepa 44/13.2 kV.
- Normalización de la subestación Las Brisas 44/13.2 kV.

- Reposición 1.
- Activos de uso para otorgar puntos de conexión al sistema de distribución local de los proyectos Conexión PCH Escuela de Minas - SE Rionegro 110 kV.

EPM no está obligado a presentar plan de reducción de pérdidas porque se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes, lo cuales se muestran en la Gráfica 37.

Gráfica 37. Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM en el plan 2019-2023



Fuente: EPM

En la Tabla 10 se presentan las inversiones ejecutadas desde el año 2017 respecto a los planes de expansión de EPM en su Sistema de Distribución Local.

Tabla 10. Ejecución plan de expansión (\$ millones)

Tipo de inversión	DESCRIPCIÓN	2017	2018	2019
1	Inversión motivada en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema	3.725	22.844	4.292
2	Inversión motivada en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes	233.494	233.499	170.203
3	Inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema	59.056	18.865	31.125
4	Inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos	-	-	15.496
Total		296.275	75.209	21.116

Fuente: EPM

2.4.2.5. Calidad en el STN y STR

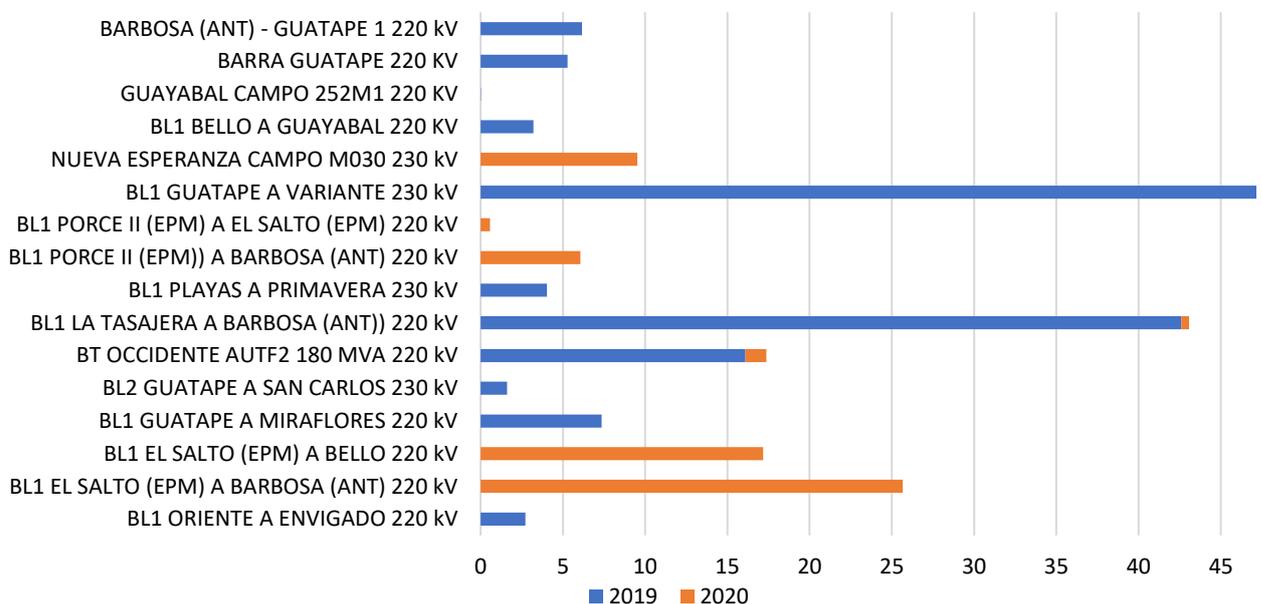
2.4.2.5.1. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad por Activo - MHAIA

Se pudo encontrar que si bien de forma general EPM propende por la correcta operación y mantenimiento de las redes y subestaciones en el STN y STR, con estadísticas que registran valores en materia de indisponibilidad de activos por debajo del promedio de otros agentes en condiciones similares, existen algunos activos en el STN que durante la ventana de tiempo del año 2020 tuvieron Horas Compensadas HC, como resultado de superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo – MHAIA.

Las anteriores cifras se redujeron en comparación con lo evidenciado durante el año 2019, donde un total de 11 activos registraron una cantidad total de 137,38 Horas Compensadas, mientras que para el año de esta evaluación fueron 7 activos con un total de 60,73 Horas Compensadas; es importante aclarar que en dichas cifras existen diferentes tipos de activos, predominando las salidas en las bahías de línea con un 64% en el año 2019, y 71% en la vigencia 2020.

Para mayor detalle de lo expuesto, a continuación, se muestra la Gráfica 38, donde se esboza en detalle la relación de horas a compensar por activo durante las vigencias 2019 y 2020.

Gráfica 38. Comparativo 2019 Vs 2020 de las Horas a Compensar por activo en el STN



Fuente: Portal HERO – XM S.A. ESP.

De la gráfica anterior, existen varios aspectos a resaltar, como son:

- Se observan dos activos en particular que se encuentran en el listado de incumplimientos durante las vigencias 2019 y 2020, como son:
 - BT⁷ Occidente Autotransformador 2 180 MVA 220 kV.

⁷ Sigla para Bahía de Transformador

- BL1⁸ la Tasajera a Barbosa (ANT)) 220 kV.

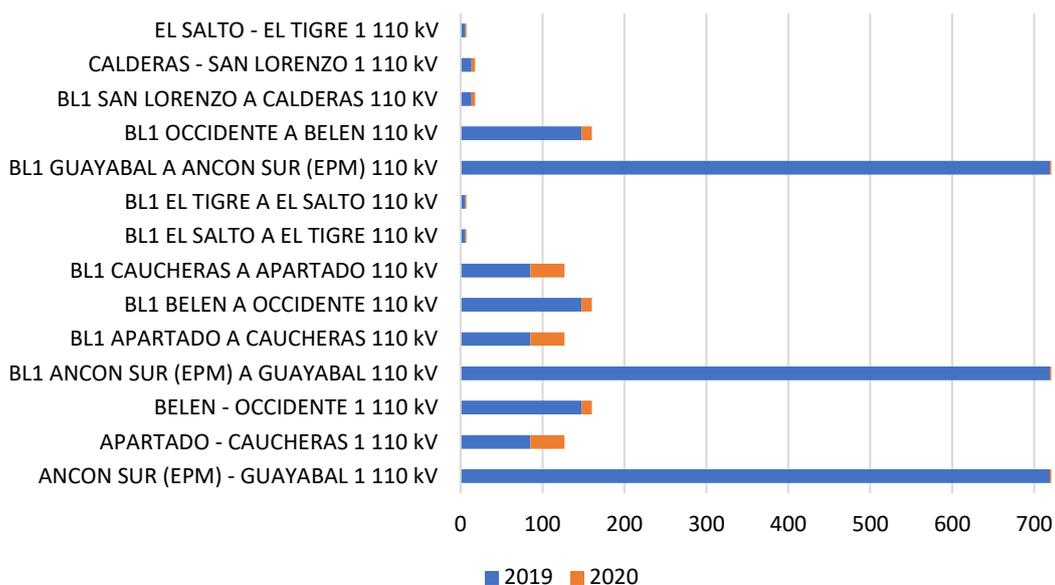
Ambos con valores durante el año 2020, por debajo de lo registrado en el año 2019, lo que se generó al parecer como resultado de las actividades de mantenimiento realizadas sobre los mismos.

- Los activos: i) BL1 El Salto (EPM) A Barbosa (ANT) 220 kV, y ii) BL1 El Salto (EPM) A Bello 220 kV, sobresalieron en el listado del año 2020 como activos con mayor número de Horas Compensadas, 25,66 horas y 17,17 horas, respectivamente. Bahías de línea asociadas principalmente a la central generadora de Guadalupe III.
- De las subestaciones cuyos activos registraron mayor número de incumplimientos a las MHAIA durante el año 2020, fueron la SE de Porce y El Salto, mientras que para el año 2019, fueron la SE Guatapé, seguida por la SE Barbosa. Lo que parece demostrar que el esquema de mantenimiento de EPM dio los resultados esperados.

Por lo tanto, a nivel de la calidad del servicio de los activos del STN si bien parecen mostrar una disminución en el número de activos que superan las MHAIA, aún hay activos donde persiste un presunto incumplimiento a los parámetros de calidad definidos en la Resolución CREG 011 de 2009 (en cuanto a las MHAIA), sin dejar de tener en cuenta los cinco nuevos activos que aparecieron para la vigencia en evaluación.

Ahora bien, en lo que respecta al STR, el panorama cambia un poco ya que se incrementa el número de activos sobre los cuales puedan presentarse condiciones de anomalía en su operación, y con ellos la posibilidad de que sean sobrepasadas las MHAIA, tal como se evidenció en los datos adquiridos desde el portal HEROPE de XM S.A. ESP., donde se hallaron para la vigencia 2020, al igual que para el año 2019, una cantidad de 24 activos que superaron las MHAIA. Del citado número de activos, se encontraron un total de 14 activos que repitieron dicha condición en los años 2019 y 2020, como se muestra a continuación. Ver Gráfica 39.

Gráfica 39. Comparativo 2019 Vs 2020 de las Horas a Compensar por activo en el STR



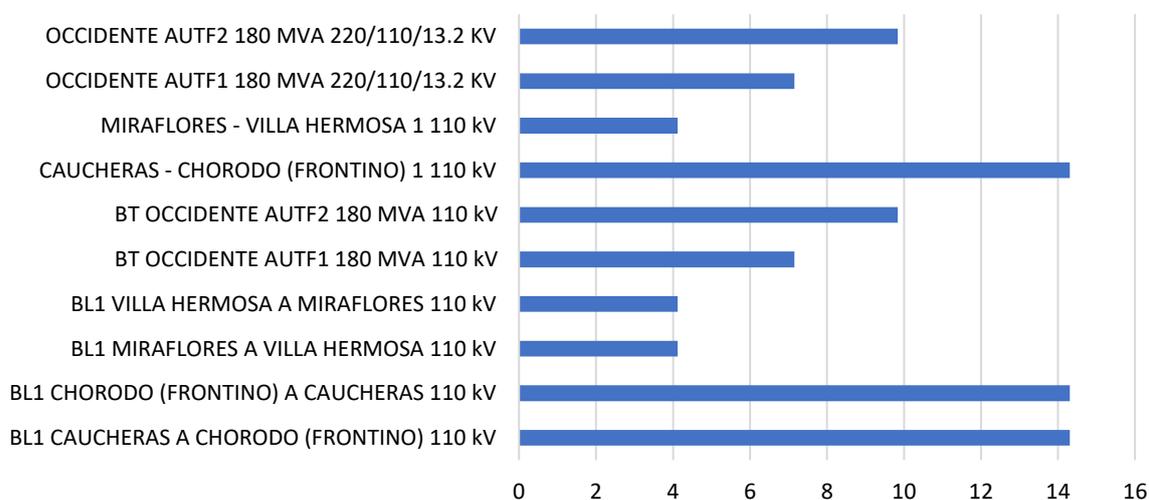
Fuente: Portal HEROPE – XM S.A. ESP

⁸ BL corresponde a la sigla de Bahía de Línea

En la anterior gráfica se puede observar que el 64% de los activos involucrados, corresponden a problemas presentados en las bahías de línea de diferentes subestaciones del STR de EPM.

Aunado a lo ya expuesto y como bien se mencionó, fueron 24 los activos los que al parecer incumplieron los límites regulatorios, por lo tanto, a continuación, se presenta el listado complementario a los ya indicados (10 activos adicionales a los ya mostrados), que durante el año 2020 registraron valores por fuera de los límites regulatorios. Activos que, como bien se muestran en la gráfica anterior, disminuyeron de forma general el número de HC durante el año 2020, pero aun así continúan superando las MHAIA definidas en la Resolución CREG 097 de 2008⁹, lo cual podría configurar un incumplimiento a los parámetros de calidad en el STR.

Gráfica 40. Activos que superaron las MHAIA en el STR durante el año 2020



Fuente: Portal HERO – XM S.A. ESP

De la Gráfica 39 y Gráfica 40, es importante resaltar que existen varios activos que aparecen frecuentemente incumpliendo los indicadores de calidad, como son los asociados a la parte occidental en 110 kV del sistema eléctrico de EPM, desde la subestación Occidente, seguido por las subestaciones Apartadó, Chorodó y Caucheras, línea radial que según fue informado por personal del área de transmisión y distribución, siempre ha sido de los corredores eléctricos con mayores dificultades, causadas principalmente por la geografía del área donde se encuentra localizada y la presencia de grupos insurgentes.

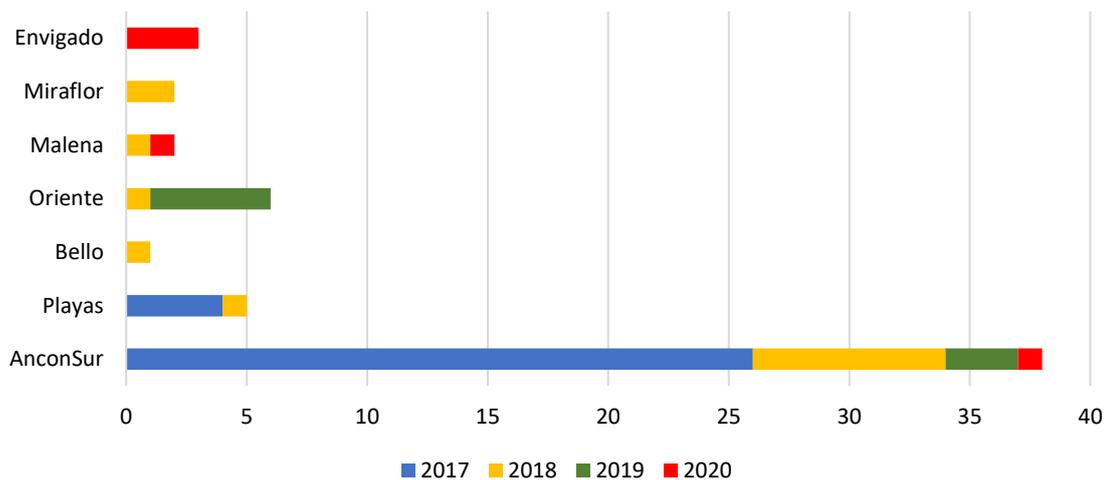
Ahora bien, sobre el mencionado corredor eléctrico se expuso por parte de EPM que existía un plan de mitigación que buscaba fortalecer el sistema, mediante la construcción de la nueva subestación Lagunas 110 kV, ubicada en el municipio de Dabeiba, y con la que busca segmentar el circuito de los tramos Chorodó-Laguna y Laguna-Caucheras, así como algunas obras complementarias en la subestación Dabeiba 44/13.2 kV actual, las cuales según se indicaron, se encuentran incluidas en el Plan de Expansión de Infraestructura para los Negocios de Transmisión y Distribución Energía 2019-2037, y que esperan terminar y estén en operación en el año 2023.

⁹ Se hace referencia a la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, dado que la metodología vigente de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que para la calidad del STR "(...) La aplicación de las disposiciones de calidad del servicio en los STR, previstas en esta resolución, se dará una vez hayan entrado en vigencia las resoluciones particulares, aprobadas con base en esta metodología, del total de los OR que tengan ingresos por activos de nivel de tensión 4. Mientras se cumple esta condición, se seguirán aplicando las disposiciones de calidad definidas en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y 094 de 2012." Situación que para el periodo de evaluación no se había cumplido.

2.4.2.5.2. Eventos de Tensión

De acuerdo con lo establecido en uno de los apartes de la Resolución CREG 025 de 1995 (Numeral 5.1 Criterios Generales del Código de Operación), *“En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.”*, se procedió a evaluar cómo ha sido el comportamiento de las tensiones en barra del sistema de EPM, tanto a nivel del STN como del STR (anexo de la Resolución CREG 024 de 1995), encontrando que de forma general la cantidad de eventos año en el STN disminuyó desde el año 2017, cuando se registraron 30 eventos, hasta llegar al año 2020 con tan solo 5. En la Gráfica 41 se muestra mayor detalle de las subestaciones involucradas.

Gráfica 41. Histórico de Eventos de tensión en el STN

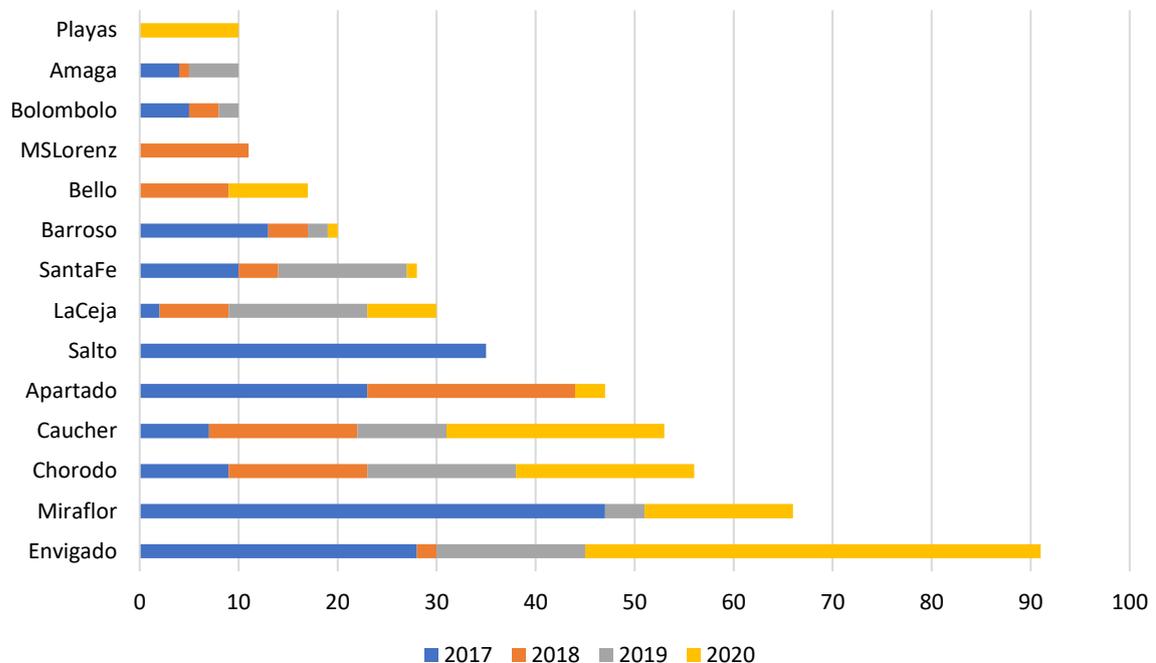


Fuente: Construcción SSPD a partir de registros del prestador

Del anterior diagrama de barras, se observa que si bien dentro de la ventana de tiempo 2017-2020 la subestación con mayor cantidad de incumplimientos fue Ancon Sur con un total de 38 eventos de tensión, para la vigencia 2020, fue la subestación Envigado la que registro mayor número de eventos de tensión, con solo 3 sucesos.

Para el caso del Sistema de Transmisión Regional, el número de eventos presentados en el año 2020 decreció con respecto a las vigencias anteriores, cuando se registraron las siguientes cifras: 2017:251, 2018:306, 2019:359, y 2020:223. A pesar de tener la cifra más baja en la ventana de tiempo revisada, son múltiples los presuntos incumplimientos a los límites de tensión en barra, de varias de las subestaciones durante la vigencia 2020, tal como se muestra a continuación:

Gráfica 42. Histórico de Eventos de tensión en el STR



Fuente: Construcción SSPD a partir de registros del prestador

De la gráfica anterior, es importante mencionar que:

- No se incluyó la subestación Urabá, pues la cantidad total de eventos (556 en las vigencias 2017 a 2020) registrados en ese nodo del occidente del sistema de EPM, no permiten mostrar correctamente las otras subestaciones afectadas. La SE Urabá fue la que más eventos registro durante el año 2020, con un total de 66 sucesos.
- Las subestaciones mostradas, sin contar la referenciada en el punto anterior, corresponden a las 14 primeras con mayor cantidad de eventos en el periodo 2017 – 2020.
- Seguido a la SE Urabá, continúan en orden de mayor a menor número de eventos por fuera de los límites de tensión durante el año 2020, las subestaciones: Envigado (46), Caucheras (22), Chorodó (18), Miraflores (15), y Playas (10).

Estas condiciones, al igual que en el STN, mostrarían presuntas conductas contrarias a las señales de calidad definidas por la regulación, brindadas tanto en la Resolución CREG 025 de 1995, como en la Resolución CREG 024 de 2005, que en su numeral 6.2.1.1 Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria, indica:

“6.2.1.1 Desviaciones de frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria.

(...)

Las tensiones en estado estacionario a 60 HZ no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110 % de ésta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de los sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto. Énfasis fuera de texto.

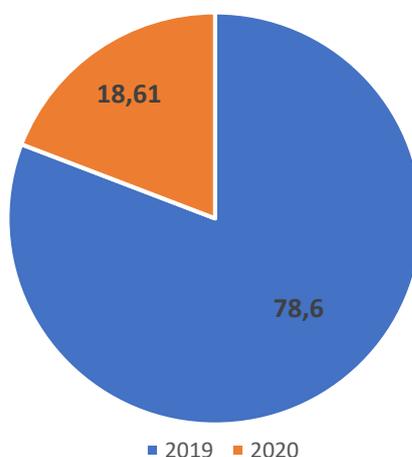
Ahora, como se mostró se han venido mostrando acciones para mejorar esta condición, pero se hace preciso insistir en continuar velando por disminuir este tipo de condiciones operativas en la red.

2.4.2.5.3. Demanda No Atendida – DNA – No Programada

De acuerdo con lo definido por las Resoluciones CREG 93 y 094 de 2012, por las cuales se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el STN y STR, respectivamente, se evaluará si los eventos presentados en el sistema de EPM durante el año 2020 (comparado con el año 2019), ocasionaron DNA en el respectivo sistema.

Para dichos efectos, se procedió a consultar y evaluar la información que es administrada por XM S.A. ESP. y publicada a través de su portal **Eventos Operación SIN**, para la sub área operativa Antioquia.

Gráfica 43. Demanda No Atendida No Programada STN 2019 Vs 2020

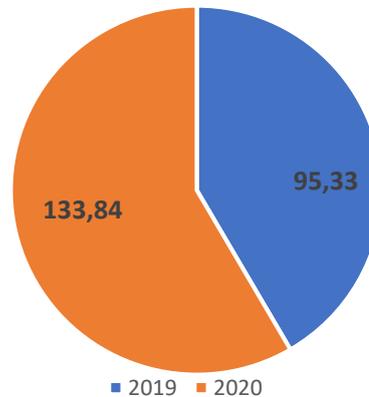


Fuente: Portal Eventos Operación SIN – XM S.A. ESP

De la gráfica anterior se observa como la DNA NP en el STN disminuyo significativamente para la vigencia 2020, condición que es consecuente con lo evidenciado en los análisis realizados a nivel de la reducción en el número de activos que superaron las MHAIA.

Ahora bien, al hacer una revisión más a profundidad en las vigencias 2019 y 2020, sobre la cantidad de eventos que produjeron DNA, y las subestaciones asociadas a estas se encontró que, durante ambos años fue una sola la subestación implicada, y es la subestación Malena 220/44 kV (localizada en el Magdalena medio), que registró 4 eventos en la vigencia 2020, y 1 evento en el año 2019. Siendo el del 2019 el que registró mayor DNA, aproximadamente 4 veces la cantidad de energía de los eventos de la vigencia en evaluación.

Gráfica 44. Demanda No Atendida No Programada STR 2019 Vs 2020



Fuente: Portal Eventos Operación SIN – XM S.A. ESP

De la

Gráfica 44 queremos recalcar que:

- Tanto el número de eventos como la cantidad de Demanda No Atendida fue mayor en el 2020. Pasando en el año 2019 de dieciséis (16) eventos y 95,33MWh, a veintiuno (21) eventos con un total de 133,84MWh en el 2020.
- Algunas de las subestaciones del STR registraron salidas con DNA en ambos años de revisión, como son: i) Occidente, ii) Santa Fe de Antioquia, iii) Caucheras, iv) Guayabal, v) Rio Grande y vi) Itagüí. De donde vale la pena resaltar que las tres (3) primeras corresponden al corredor de redes que alimenta una parte del noroccidental de Antioquia, el cual ya se ha mostrado con algunos presuntos incumplimientos tanto en MHAIA como eventos de tensión, anteriormente evaluados.
- En las mencionadas subestaciones, Occidente y Caucheras, se encuentran los activos que registraron mayor número de eventos con DNA en la vigencia 2020, seguido por la subestación Caucheras; todas, del corredor que alimenta municipios del occidente antioqueño.

De forma general, si bien este indicador no genera incumplimiento regulatorio, si debe atenderse con atención por parte del prestador, ya que es parte de los posibles problemas que muestra el sistema eléctrico de EPM. Situación sobre la cual, el prestador informó y mostró en las reuniones de la visita integral, que vienen ejecutando obras en pro de mejorar las condiciones de calidad en el suministro.

2.4.2.6. Mantenimiento a Nivel de las Redes Transmisión Nacional, Regional y Distribución Local

De acuerdo con lo informado por el prestador, éste fundamenta su política de mantenimiento a los activos de sus sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, en la filosofía de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM, por sus siglas en inglés), a través de la cual, define las tareas óptimas de mantenimiento predictivo y preventivo que son necesarias para minimizar los riesgos asociados a posibles escenarios de falla en los activos y las posibles consecuencias que estos ocasionen a los usuarios.

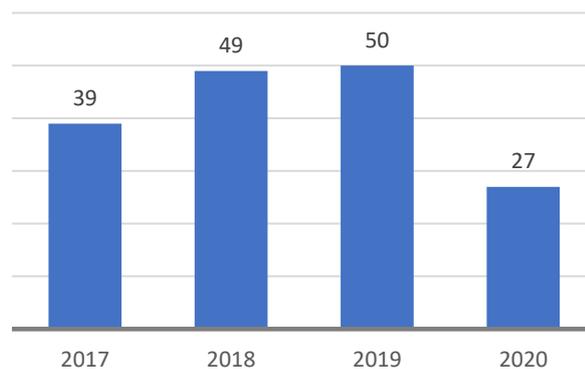
Para tales efectos, también trabaja en la consolidación del sistema de gestión de activos, que tienen escalado a los negocios de Transmisión y Distribución, así como el de generación. Lo que permite contar con información similar a una hoja de vida de cada uno de los activos, donde se registran datos como: i)

la fecha de fabricación (en los activos en los que se disponga), y puesta en operación, ii) las actividades más relevantes de mantenimiento, y iii) quien lo efectuó.

Esto ocurre bajo una misma plataforma conocida como Enterprise Asset Management (EAM), que ayuda en la correcta gestión sobre los activos, la cual a su vez está articulada con el software de Planificación de Recursos, ERP (Enterprise Resource Planning). Herramienta muy utilizada a nivel mundial, por la versatilidad que ofrece al momento de automatizar procesos, y permitir el manejo de diferentes bases de datos (integración de bases de datos) bajo un mismo entorno de datos.

Estas herramientas permiten mostrar resultados como los evidenciados en los parámetros de calidad previamente revisados, donde se mostró reducción de i) el número de activos que superan las MHAIA, ii) la cantidad de eventos de tensión por fuera de los límites regulatorios, y iii) la cantidad de consignaciones por fuera del plan de mantenimiento, esta última que presentaron los valores más bajos dentro del periodo de tiempo 2017-2020, tal como se muestra en la Gráfica 45.

Gráfica 45. Relación de consignaciones en el STN y STR por fuera del plan de mantenimiento (2017-2020)



Fuente: EPM S.A. ESP.

Por lo tanto, en el ejercicio de evaluación integral se encontró el prestador ha propendido por fortalecer y mejorar su sistema a partir de técnicas y herramientas de mantenimiento usadas ampliamente por empresas de diferentes sectores a nivel mundial, con lo cual buscan llevar sus cifras de indisponibilidad de activos en todos los niveles de tensión, hasta los valores más bajos posibles. Lo anterior, sin llegar a desconocer que existen puntos sobre los cuales el prestador debe mejorar.

De igual manera, vale la pena exponer que frente a los eventos presentados en el pasado en activos de EPM, que tenían un número considerable de años de operación, al ser consultado por la SSPD si existe una disposición o estrategia especial para tratar de contrarrestar la materialización de eventos similares, se indicó por parte del prestador que existe ya en ejecución un plan de choque para cambio de este tipo de activos, liderada por el área de Planeación, y ayuda del área de transmisión, en la que se está creando una herramienta que de acuerdo con metodologías existentes, permita determinar de forma confiable la vida útil remanente de los activos.

2.4.2.7. Actividad de Generación de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo informado por EPM, la estrategia del negocio de generación se encuentra fundamentada en varias columnas principales, como son:

- Gestión del portafolio e incorporación de renovables.
- Gestión de la eficiencia y desempeño económico del negocio.

- Gestión regulatoria sectorial.
- Gestión ambiental.
- La seguridad operacional.
- La gestión de activos.

El prestador cuenta con 34 centrales hidroeléctricas, 2 centrales térmicas y un parque eólico con capacidades instaladas de: 3.057 MW, 438 MW y 18,4 MW, respectivamente.

Para mayor detalle, en la Tabla 11 se presenta la evolución de la participación en el mercado de generación de EPM, desde el año 2010 hasta el año 2020, respecto a la capacidad efectiva, servicio AGC, generación real, cargo por confiabilidad (Obligación de Energía Firme - OEF), ventas en contratos de largo plazo, ventas mayoristas y ventas en el mercado no regulado.

Tabla 11. Participación de EPM en el mercado de generación en el SIN

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad Efectiva EPM (MW)	2,870	3,524	3,578	3,578	3,563	3,609	3,540	3,482	3,443	3,443	3,443
Participación (%)	20.9%	24.1%	24.7%	24.5%	24.1%	22.0%	21.2%	20.8%	20.2%	19.8%	19.5%
Servicio AGC (GWh)	801	953	807	511	786	521	583	1,071	743	483	368
Participación (%)	31.5%	37.6%	31.6%	20.2%	31.0%	19.9%	22.7%	41.9%	29.0%	19.5%	14.4%
Generación Real (GWh)	13,036	14,174	16,247	15,230	14,300	13,947	13,315	15,317	15,698	14,925	15,245
Participación (%)	22.9%	24.2%	27.1%	24.5%	22.2%	21.0%	20.1%	22.9%	22.7%	20.8%	21.6%
Cargo por Confiabilidad -OEF- (GWh)	10,441	12,075	15,129	15,477	14,323	14,679	14,395	13,827	13,783	13,113	13,273
Participación (%)	18.9%	19.4%	22.8%	22.1%	22.9%	22.5%	20.8%	19.0%	18.6%	17.9%	18.1%
Ventas Contratos Largo Plazo (GWh)	14,423	16,448	17,125	15,077	12,965	14,160	12,994	13,703	15,227	14,937	19,366
Participación (%)	22.1%	25.7%	24.8%	24.4%	18.6%	21.0%	19.4%	20.9%	21.3%	20.6%	27.5%
Ventas Mayoristas (GWh)	10,245	12,093	12,711	10,592	8,580	9,369	8,471	9,103	9,657	10,486	15,040
Participación (%)	16.1%	19.4%	18.9%	17.4%	17.3%	20.5%	18.5%	19.7%	20.6%	21.4%	30.7%
Ventas Mercado No Regulado (GWh)	4,178	4,355	4,414	4,485	4,385	4,791	4,524	4,600	5,570	4,450	4,326
Participación (%)	23.2%	23.5%	22.4%	22.5%	21.6%	21.8%	22.5%	22.1%	25.6%	19.8%	20.6%

Fuente: EPM

De la tabla anterior, vale la pena resaltar:

- Como el porcentaje de participación de EPM, en cuanto a la capacidad efectiva instalada del SIN (segunda fila de arriba hacia abajo), viene disminuyendo desde el año 2017, causado principalmente por 2 aspectos: el primero de ellos las limitaciones registradas en el proyecto de generación de Hidroituango, que a la fecha no le han permitido entrar en operación, y en segundo lugar la entrada en operación de otros proyectos de generación construidos por otros agentes. Situación que según se expuso por parte de personal de EPM esperan comenzar a revertir después del año 2022, cuando entren en operación las primeras unidades del mencionado proyecto.
- Es una empresa que cuenta con una participación representativa en los diferentes escenarios del mercado de energía mayorista, tal como se puede observar las ventas de energía: i) en contratos a largo plazo, ii) ventas mayoristas y al mercado no regulado.

Así mismo, en lo que respecta a las obligaciones de Energía en Firme - OEF, en la Tabla 12 se presenta la evolución del cargo por confiabilidad, desde el año 2016 hasta las asignaciones que tiene el prestador en el año 2023, que corresponden a los 18.188 GWh. Se espera que con la entrada Hidroituango en el

año 2022, EPM alcance una participación en el mercado del 22%, para cubrir una demanda objetivo de 82.800 GWh.

Tabla 12. Cargo por confiabilidad - Asignación de OEF

Año	OEF	OEF	Demanda	% de participación	ENFICC	ENFICC
	EPM	Ituango	Objetivo	EPM mas Ituango	EPM	Ituango
	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh
dic 2016 a nov 2017	13,862	0	74,720	19%	14,799	0
dic 2017 a nov 2018	13,883	0	76,527	18%	14,799	0
dic 2018 a nov 2019	13,286	0	78,283	17%	13,805	0
dic 2019 a nov 2020	13,222	0	75,542	18%	14,069	0
dic 2020 a nov 2021	14,213	0	78,183	18%	14,552	0
dic 2021 a nov 2022	14,110	3,482	80,773	22%	14,875	5,708
dic 2022 a nov 2023	13,565	4,623	82,800	22%	13,565	5,708

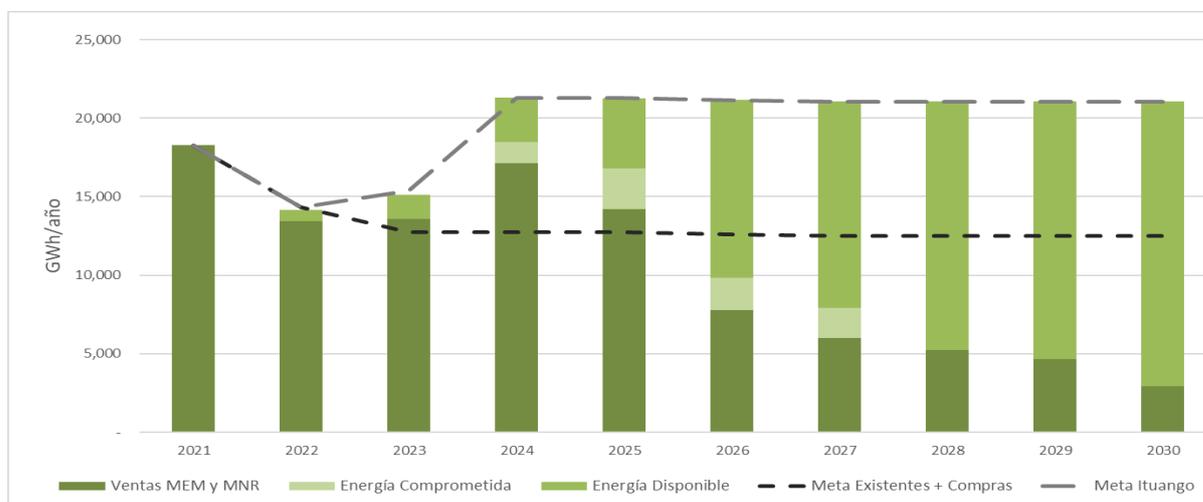
Fuente: EPM

De la Tabla 12, se observa también que las OEF del proyecto Hidroituango para los años 2022 y 2023, están por el orden de 3.482 GWh y 4.623 GWh, lo que representa una participación del 25% y 34%, respectivamente, de la totalidad de las obligaciones de EPM. Cabe también destacar, que la asignación de energía en firme a nivel de las plantas en operación de EPM, baja para el año 2023 debido al cambio regulatorio que establece la disminución de la energía firme de las centrales hidráulicas.

El proyecto Ituango tiene dos compromisos de obligaciones de energía firme vigentes: La obligación de energía firme adquirida por subasta de cargo por confiabilidad en el año 2012, por 3.482 GWh/año para el periodo 2021 a 2038 y la adquirida por subasta en el año 2019, por 1.141 GWh/año para el periodo 2022 a 2032.

En la Gráfica 46, se presenta el estado de contratación de energía de EPM, detallando el comportamiento de: i) las ventas en el Mercado de Energía Mayorista – MEM y el Mercado No regulado – MNR, ii) la energía comprometida, iii) las energías disponibles, entre otros.

Gráfica 46. Estado de contratación



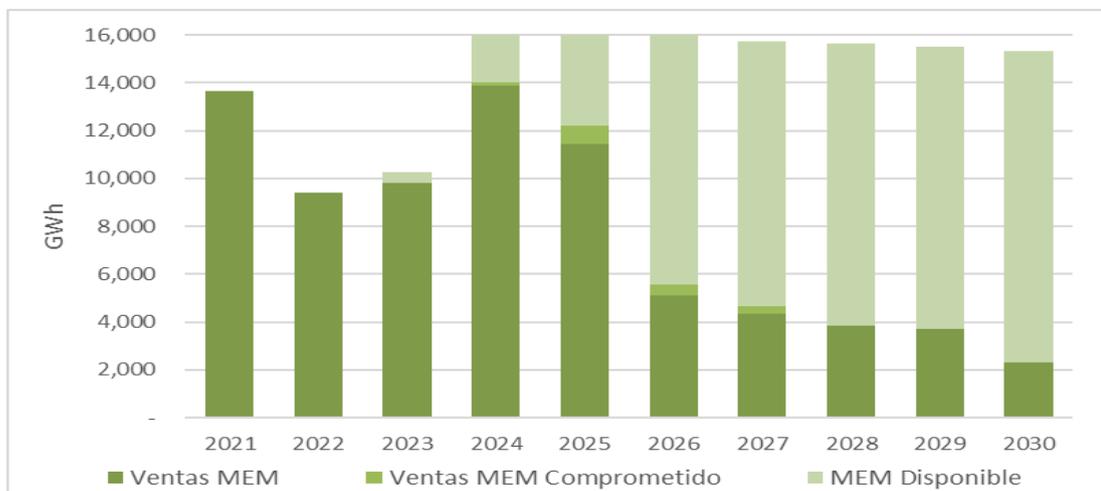
Fuente: EPM

De la gráfica anterior, es importante recalcar como la contratación para las ventas en el MEM y en el MNR, bajaron del año 2021 al 2022, y suben levemente para el año 2024 principalmente por las ventas en el MEM. La meta de energía sin la entrada de Hidroituango puede ser cumplida hasta el año 2025 con los contratos que se tienen actualmente para ambos mercados. La generación media de las existentes tiene un valor esperado de 15.000 GWh-año e Ituango de 13.500 GWh-año, por lo que la contratación representa cerca del 75% de la generación media cuando estén en operación comercial las dos etapas de Ituango.

Al hacer una revisión más a profundidad de la contratación desagregada por MEM y por MNR, se encontró el siguiente panorama (ver Gráfica 47. a).

Gráfica 47. Estado de contratación MEM y MNR

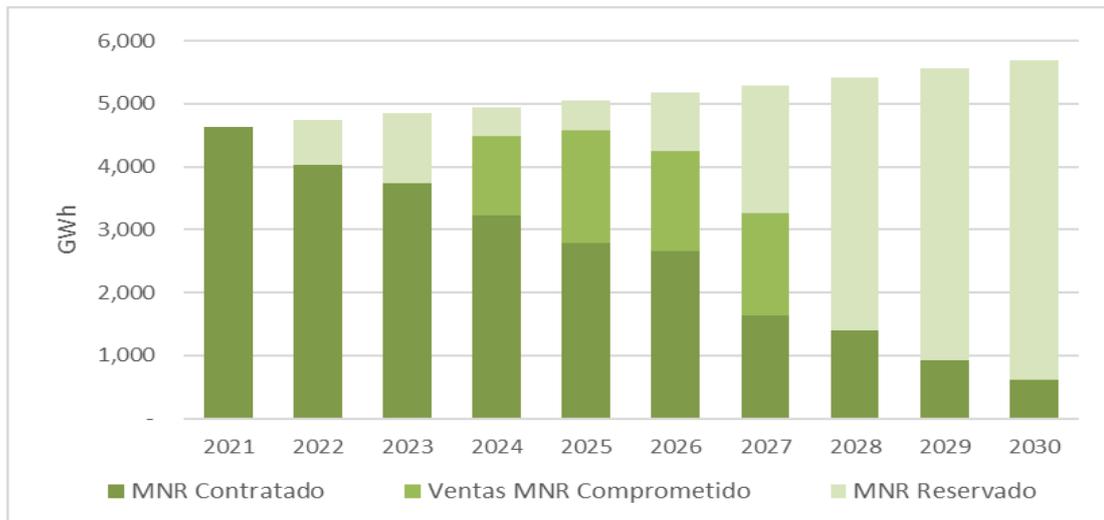
a) MEM



Fuente: EPM

De donde se observa, como las proyecciones posteriores al año 2025 de venta de energía, muestran una mayor cantidad de energía disponible, causado principalmente por la incertidumbre que existe en este mercado a largo plazo. Ahora bien, en lo que respecta a las ventas enfocadas al MNR (ver Gráfica 47. b), si bien la cantidad de energía es menor, si existe menor incertidumbre que en el MEM.

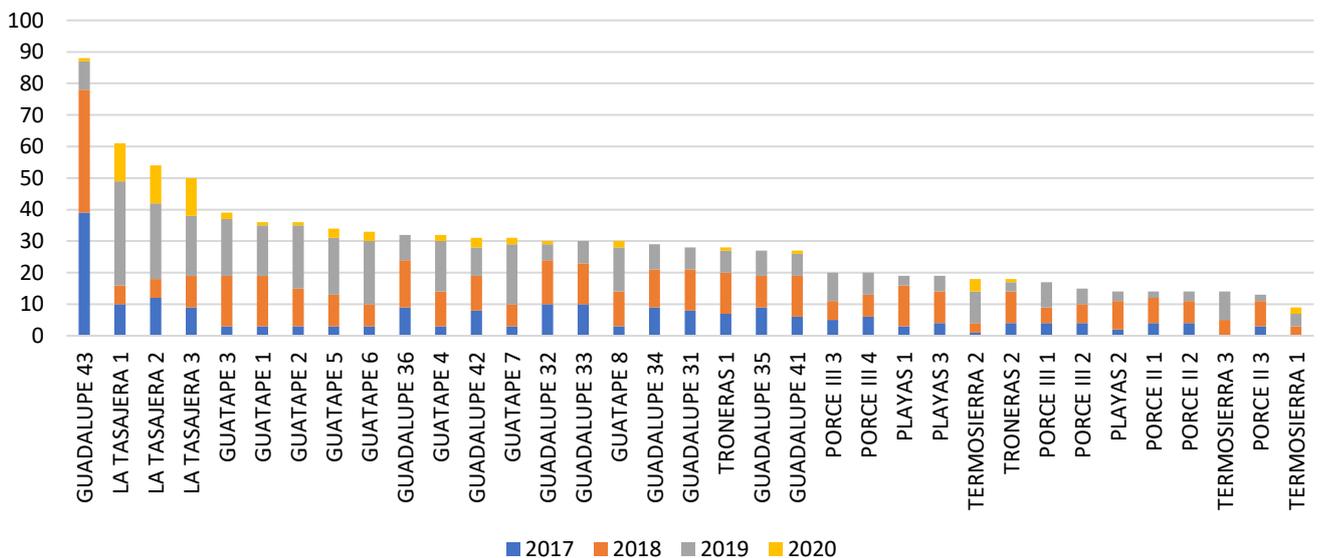
b) MNR



Fuente: EPM

La Gráfica 48, presenta la información de las consignaciones de las centrales de generación de EPM desde el año 2017, hasta el año 2020. Cabe señalar que es la unidad Guadalupe 43, aquella que se intervino un mayor número de veces durante el periodo antes mencionado, con un total de 88 intervenciones, seguido por la Tasajera y algunas unidades de Guatapé. En contraste, es la unidad Termosierra 1, la que menos intervenciones ha tenido. De igual forma, vale la pena indicar que durante los años 2017 y 2019 se presentaron las mayores cantidades de consignaciones con 32 y 31 consignaciones promedio por planta respectivamente. Adicionalmente se registró un total de 147 consignaciones de emergencia durante los 4 años para las diferentes plantas de generación

Gráfica 48. Evolución de los mantenimientos en las plantas de generación de EPM

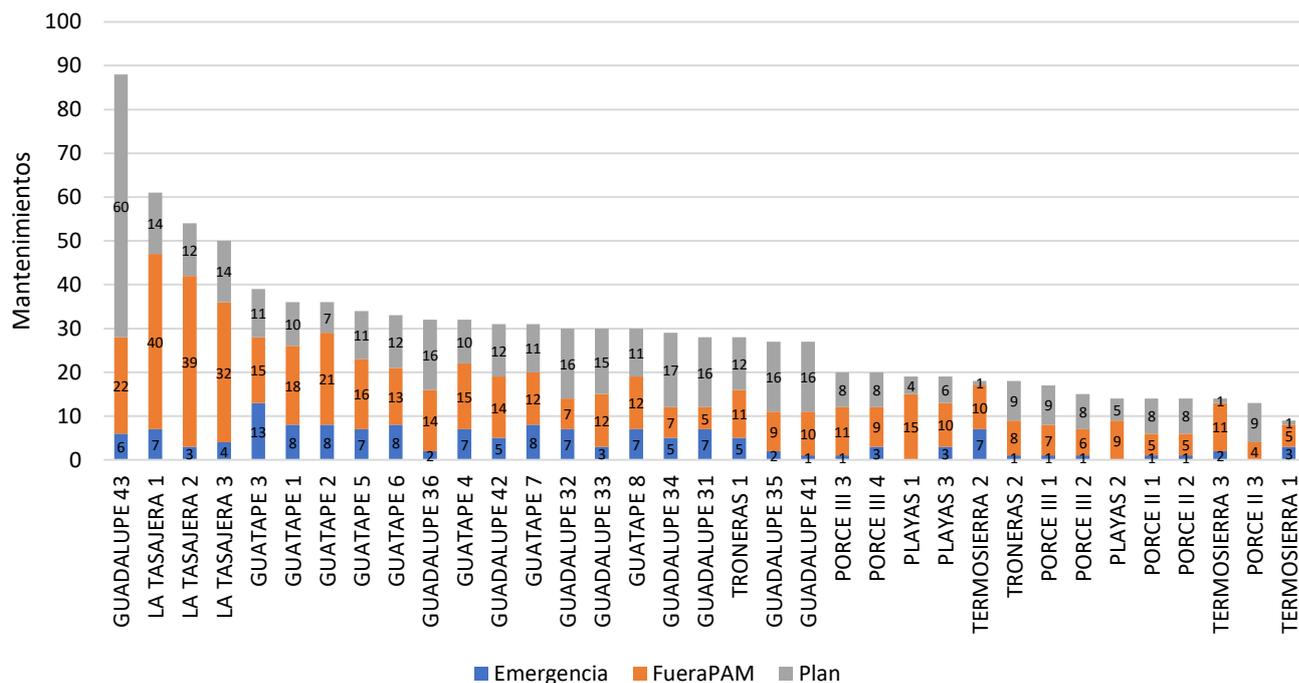


Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

En la Gráfica 49 y Gráfica 50, se presenta la cantidad de mantenimientos discriminados por tipo y por año, así: i) dentro del Plan Anual de Mantenimiento (PAM), ii) fuera del plan y iii) mantenimientos de emergencia, de los que se registraron las siguientes estadísticas: 459 intervenciones fueran del Plan Anual de Mantenimiento - PAM, 404 dentro del PAM y 147 mantenimientos de emergencia, para todas

las unidades de generación de EPM. Es importante precisar que las consignaciones posteriores al 31 de agosto (septiembre - diciembre) del año previo a la ejecución se consideran fuera del PAM. Adicionalmente, algunos de los ajustes que se presentan se deben a redefiniciones de contratación, evaluación de disponibilidad de recursos, mantenimiento preventivos y correctivos nuevos identificados, solicitudes del operador, cancelación y reprogramación de consignaciones entre otros.

Gráfica 49. Mantenimientos Plan Anual de Mantenimientos



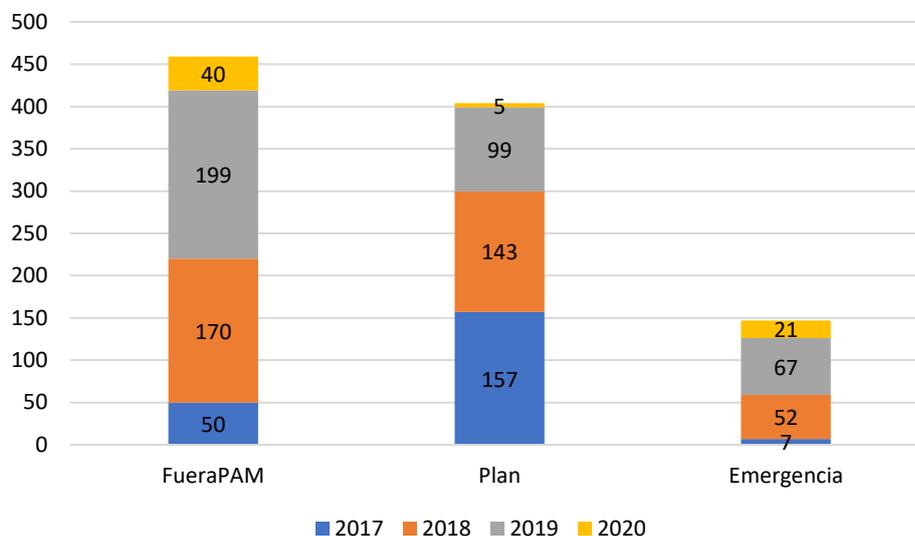
Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

De la gráfica anterior, llama la atención que:

- Las unidades La tasajera 1, 2 y 3, y casi que la totalidad de las unidades de la Central Hidroeléctrica de Guatapé, registraron las mayores cantidades de mantenimientos fuera del Plan Anual de Mantenimiento - PAM.
- Siguen siendo protagonistas las unidades de la central de Guatapé, con el mayor registro de actividades de mantenimientos de emergencia.

Ahora bien, al analizar la información relacionada con el tópico de mantenimiento, en la siguiente gráfica se observa cómo las actividades de mantenimiento disminuyeron significativamente para la vigencia 2020, lo cual podría ser resultado de la madurez que va adquiriendo su sistema de mantenimiento en concordancia con el de gestión de activos.

Gráfica 50. Tipos de mantenimientos por año



Fuente: Elaboración SSPD – Información EPM

A continuación, se presenta un análisis de disponibilidad en relación con los mantenimientos de las unidades de generación y su efecto en la disponibilidad del recurso para la prestación del servicio. La disponibilidad depende de la cantidad de intervenciones, tanto preventivas como correctivas y de su magnitud en el tiempo. En términos generales se evidencia que las disponibilidades de las plantas de generación durante los cuatro años estuvieron por encima del 84%, con una disponibilidad máxima de la planta Porce 2 en el año 2020 con un 98,9%. Por otra parte, las disponibilidades menores se presentaron en el año 2017 en las plantas Playas y Termosierra con 51,7% y 61,5% respectivamente.

Tabla 13. Disponibilidad de las plantas de generación

	2017		2018		2019		2020	
	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real
CENTRAL								
TRONERAS	95.0%	98.5%	97.7%	96.3%	94.9%	94.1%	97.4%	98.4%
GUADALUPE 3	92.0%	93.7%	94.9%	95.7%	94.8%	93.8%	93.4%	96.1%
GUADALUPE 4	94.0%	96.3%	93.5%	89.0%	95.9%	95.5%	92.9%	96.1%
PORCE 2	94.0%	96.3%	97.3%	97.8%	97.6%	97.4%	98.3%	98.9%
PORCE 3	94.0%	96.8%	95.4%	94.7%	91.5%	92.7%	91.6%	94.3%
LA TASAJERA	93.0%	95.6%	92.6%	94.6%	90.3%	92.5%	97.7%	94.7%
GUATAPÉ	95.0%	96.9%	84.4%	84.1%	92.5%	91.2%	92.3%	93.9%
PLAYAS	95.0%	51.7%	78.4%	91.9%	84.6%	86.2%	96.9%	97.0%
TERMOSIERRA	80.0%	67.5%	81.0%	87.1%	92.6%	89.0%	92.2%	96.3%

Fuente: Información EPM

En ese sentido, para poder realizar un análisis más a profundidad, parte de los activos involucrados en las gráficas anteriores se condensó en la Tabla 14, información general de las plantas de generación de EPM, como lo son la fecha de puesta en operación y de las horas de servicio.

Tabla 14. Antigüedad plantas de generación

Planta de generación	Capacidad Instalada MW	Fecha Inicio Operación	Horas de servicio
Guadalupe 3	270	1962-01-01	352.900,5
Guadalupe 4	202	1985-01-01	204.975,4
Guatapé	560	1972-01-01	296.992,6
Termosierra	353	1998-01-01	120.164,5
La Tasajera	306	1993-10-01	168.768,0
Playas	207	1988-02-01	197.549,4
Porce 2	405	2001-04-08	91.022,9
Porce 3	700	2011-12-01	49.926,8
Troneras	40	1964-01-01	343.337,5

Fuente: EPM

De lo anterior, se encuentra que una de las unidades más antiguas es Guadalupe 3 con un total de 352.900 horas de servicio, seguido por la central Troneras con 343.337 horas de servicio.

Con relación al tema de mejoramiento, se encontró en el proceso de inspección que el prestador viene realizando cuantiosas inversiones de modernización y mejoramiento en varias de las centrales de generación ya mencionadas, como son: Guatapé, Miraflores, Playas, Porce II, Guadalupe III, Guadalupe IV, Troneras, Caracolí, Tasajera, Niquía, La vuelta, La Herradura.

Lo mencionados trabajos según información del prestador, ya iniciaron su ejecución, e irían en algunos de los casos hasta el año 2026, y que suma un total de \$1.053.386 millones, y que se muestran en detalle en la Tabla 15.

Tabla 15. Proyectos en centrales de generación EPM

Proyecto	Finalización	Presupuesto [MCOP]	Alcance
Modernización Guatapé Fase III	2024	172.513	Modernización servicios auxiliares casa de máquinas, reguladores tensión y velocidad, interruptores de unidad, controles de unidad y central, aire acondicionado, sistema contra incendio.
Presa Miraflores	2023	101.188	Actualización tecnológica para cumplir con estándares internacionales y recuperación 100% embalse útil.
Reposición unidades generadoras Playas	2026	70.595	Reposición de estatores de la central Playas.
Recuperación Playas	2021	123.008	Reposición de transformadores, cables de potencia, puente grúa, sistema antincendios, aire acondicionado, control y protecciones, barrajes de generador, planta diésel, reguladores de tensión y velocidad, ascensor, obra civil.
Modernización Porce II	2022	56.697	Modernización del Sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) local. Modernización del control de unidad, control de comunes e instrumentación.
Modernización equipos Cadena Guatraton	2026	330.193	Diseño, adquisición, montaje, pruebas y puesta en servicio de los equipos eléctricos y mecánicos de las centrales Guadalupe III, Guadalupe IV y Troneras.
Caracolí	2022	36.550	Reposición total de los equipos electromecánicos de la central Caracolí con sus equipos asociados y subestación. Adecuación de infraestructura de captación y casa de máquinas.
Guatapé y Tasajera	2023	46.732	Rehabilitar las tuberías de presión de las centrales de acuerdo con el diagnóstico obtenido de la inspección realizada en 2017. Incluye recubrimiento externo de las tuberías, control de filtraciones en las cavernas, reparación de elementos metálicos e instalación de líneas de vida.
Modernización Niquía	2023	19.685	Comprende la reposición de los equipos electromecánicos asociados a la captación, cámara de válvulas y casa de máquinas.
Servicios auxiliares Tasajera	2021	18.634	Compra y puesta en operación de los equipos auxiliares eléctricos y mecánicos de la casa de máquinas y de la torre de captación de la central Tasajera.
Modernización conexión Tasajera	2023	11.803	Reposición de los equipos de control y servicios auxiliares de la subestación de 230 kV de la central Tasajera.
Actualización estructura civil Presa Porce II	2021	8.395	Mantenimiento correctivo en la presa de concreto y las obras anexas. Complementación enrocado de protección Instalación de sistemas de protección contra caída de rocas. Construcción de obras de adecuación de la vía de acceso a la descarga de fondo.
Modernización La Vuelta y La Herradura	2024	57.393	Diseño, adquisición, montaje, pruebas y puesta en servicio de equipos eléctricos, mecánicos, instrumentación, comunicaciones y control de las centrales La Vuelta y La Herradura. Implementación de soluciones propuestas para controlar la entrada de sedimentos a la captación de ambas centrales.

Fuente: EPM

En lo que respecta a los transformadores de potencia, asociados a las centrales generadoras se encontró que existen dos transformadores del año 1964 (en estado de repuesto), y el resto fueron instalados entre 1992 y el año 2019. En todo caso, según lo informado por EPM el 80,8% de los transformadores tiene una vida útil remanente superior al 80%, el 17,8% una vida entre el 60% y el 80%; y el 1,4% menor al 60%. En el caso de los cables de potencia, el 89% tienen una vida útil remanente superior al 80%.

Desde el 2017 hasta el 2020 se presentaron 7 eventos en los transformadores elevadores de potencia, 3 eventos en los interruptores y 10 en los generadores. La duración de las indisponibilidades de estos activos se encontró entre 49 y 4.592 horas. La indisponibilidad de 4.592 horas se ocasionó por explosión del transformador de potencia de la unidad 3 e incendio en casa de máquina en la central Playas durante el año 2017, que dejó fuera de operación el generador Playas 3 y los transformadores 1, 2 y 3.

De forma general, se observa que EPM viene realizando grandes esfuerzos con el fin de reducir el número de indisponibilidades en sus actividades de generación, así como en el proceso de finalización del proyecto de generación de Hidroituango, al cual no solo ha invertido gran cantidad de dinero, sino también capital humano, y que por factores adicionales a las presentadas en el año 2018, como la emergencia sanitaria decretada por el gobierno nacional, en atención a la Pandemia generada por el COVID 19, han traído retrasos adicionales que limitaron las holguras que se tenían en la ruta crítica del proyecto, lo cual genera gran preocupación a esta Superintendencia ya que dicho proyecto tiene OEF ya asignadas, y su posible no ingreso en tiempos, podría tener implicaciones en la atención de la demanda nacional, si se llegan a materializar otro tipo de condiciones exógenas al proyecto, razón por la cual, continuará haciendo un proceso de vigilancia especial al desarrollo del mismo y su avance es objeto de un capítulo independiente dentro de este informe de evaluación integral .

2.4.3. Planes de Gestión del Riesgo

2.4.3.1. Planes de Gestión del Riesgo Generación de Energía

Fueron revisados los planes de gestión del riesgo de ocho (8) centrales de generación hidroeléctrica y una (1) térmica y se encontró que no todos los documentos se encuentran desarrollados en función de procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre como lo establece el Decreto 2157 de 2017.

En los documentos revisados se describe adecuadamente la información general y actividades desarrolladas por EPM relacionadas con la generación de energía, sin embargo, no desarrollan el contenido del contexto externo de la empresa en todos los documentos revisados, puesto que en algunos de ellos fue elaborado como un anexo y este debe ser incorporado como parte integral del plan.

Las amenazas identificadas por la empresa en sus planes de gestión del riesgo y los escenarios de riesgo priorizados en los planes municipales de gestión del riesgo y estrategias municipales de respuesta a emergencias de los municipios donde se localizan o tienen influencia las centrales no se encuentran articulados, lo mismo sucede con los planes de ordenamiento territorial, POMCAS y demás planes sectoriales y territoriales que contengan análisis de riesgo en los sitios donde se encuentran las subestaciones, pues solo mencionan que dichos documentos no tienen en cuenta el escenario de inundación por rotura de presa, sin embargo, los planes revisados no mencionan ni tienen en cuenta los demás escenarios priorizados en dichos instrumentos, para definir si las amenazas identificadas pueden afectar alguna de sus instalaciones.

En la caracterización del riesgo que fue realizada a partir de los criterios establecidos por la guía metodológica para la gestión integral de riesgos del grupo EPM. Se presenta inicialmente la identificación de inductores o causales que corresponden con las amenazas o peligros identificados en cada instalación, posteriormente en una tabla de criterios de riesgo se desarrolla la evaluación de probabilidad de ocurrencia y consecuencia en función de la calidad, personas y ambiente, posteriormente se realiza la

identificación del riesgo según el origen (tecnológico, antrópico, natural, entre otros), dicha matriz de riesgo contiene (código, nombre del riesgo, escenario del riesgo, causas, efectos, controles existentes, evaluación del control, objeto de impacto, consecuencia, nivel de riesgo), también es analizada la vulnerabilidad y el riesgo inherente.

El proceso de reducción del riesgo no está presente en todos los planes revisados; en los que existe, se plantean las medidas y controles establecidos para los riesgos priorizados al igual que el plan de tratamiento para los riesgos.

Las medidas de Intervención prospectivas y correctivas para la reducción del riesgo fueron definidas bajo el modelo SHELL¹⁰ y priorizadas según los criterios de factibilidad, aceptabilidad, costo/beneficio, efectividad y sostenibilidad, a partir de lo anterior se establece un plan de trabajo, pero no se realiza ninguna diferenciación en las medidas de intervención que serán implementadas para reducir el riesgo actual y riesgo futuro. En las medidas de protección financiera donde no se presentan las pólizas ni sus coberturas, solo mencionan que serán cubiertos los daños e indemnizaciones a que haya lugar, cuando se presente un evento.

En el capítulo de manejo de desastres se presenta la propuesta académica de capacitación para el primer respondiente, los niveles de organización y funciones, capacidades y recursos disponibles, escenarios de riesgo posibles y previsibles, sistema de notificación, niveles de alerta, descripción de la evacuación, procedimientos para la atención de emergencias, como anexos los protocolos de atención de eventos y crisis establecidos por EPM, al igual que las acciones necesarias para la respuesta y recuperación en caso de materialización de un riesgo.

Los documentos denominados plan de acción durante emergencias por inundación aguas debajo de la presa que fueron elaborados para cada una de las presas no hacen parte integral de los planes de gestión del riesgo, a pesar de tomar información de referencia de los mismos. No todos los documentos cuentan con plan de evacuación, algunos describen las rutas de evacuación.

Los planes de gestión del riesgo no se encuentran actualizados, pues las versiones revisadas son del 2019. No fue desarrollado un plan de inversiones para el plan de gestión del riesgo que incluya la programación de cada una de las acciones de intervención para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, para el corto, mediano y largo plazo.

El PGRD no contempla los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de las zonas donde se localizan las centrales y su área de influencia. Así mismo, el PGRD presenta un capítulo de socialización y comunicación que no contiene acciones concretas que se puedan resumir como una estrategia que perdure en el tiempo.

2.4.3.2. Planes de Gestión del Riesgo Transmisión y Distribución

PGRD Subestaciones de Energía

El documento no se encuentra desarrollado en función de los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre como lo establece el Decreto 2157 de 2017.

Se describe adecuadamente la información general y actividades desarrolladas por EPM, relacionadas con la transmisión y distribución de energía, sin embargo, no desarrolla el contexto externo de ninguna

¹⁰ El modelo SHELL es utilizado para entender la interacción múltiple que se da entre los distintos participantes que hacen posible que se llegue a un nivel aceptable en la gestión de la seguridad operacional.

de las subestaciones, tampoco la articulación con las amenazas y escenarios de riesgo priorizados, los planes municipales de gestión del riesgo y estrategias municipales de respuesta a emergencias de los municipios donde se localizan las subestaciones, tampoco con los planes de ordenamiento territorial, POMCAS y demás planes sectoriales y territoriales que contengan análisis de riesgo en los sitios donde se encuentran las subestaciones.

La caracterización del riesgo es realizada a partir de los criterios establecidos por la guía metodológica para la gestión integral de riesgos del grupo EPM. Para esto presentan inicialmente los criterios de riesgo en una tabla que contiene la evaluación de probabilidad de ocurrencia y otra tabla con la valoración de objetos de impacto (personas, antrópico y natural); posteriormente la identificación del riesgo se realiza según el origen (tecnológico, antrópico y natural), finalmente la valoración del riesgo es agrupada en una matriz que contiene: código, nombre del riesgo, escenario del riesgo, causas, efectos, controles existentes, evaluación del control, objeto de impacto, consecuencia, nivel de riesgo, también las matrices por objeto de impacto y posteriormente un índice de riesgo).

Para todas las subestaciones fueron analizados los riesgos por explosión de transformadores, falla en estructuras, incendio estructural, actividades criminales y/o terrorismo, desordenes civiles, fugas de sustancias químicas, incendios de la cobertura vegetal, sismo, tormentas eléctricas, inundaciones y fallas geológicas, lo cual evidencia que no se realiza una valoración del riesgo basado en el contexto de cada una de las subestaciones.

Si bien el documento contiene un capítulo con la valoración del riesgo, no es coherente con establecido por el Decreto 2157 de 2017 donde primero se realiza la identificación del riesgo, luego el análisis y finalmente la evaluación del riesgo. Adicionalmente no se describen y analizan los resultados, solo se presentan las tablas y matrices diligenciadas.

En el capítulo denominado plan de tratamiento, se priorizan las medidas de tratamiento para los riesgos alto y extremo, y dado que las 61 estaciones tienen los mismos riesgos y particularmente ninguna de ellas presenta riesgos con calificación alto o extremos, no existen medidas de tratamiento del riesgo.

En las medidas de protección financiera donde se presentan las pólizas y fondos existentes al igual que sus coberturas, no se realiza ninguna diferenciación en las medidas de intervención que serán implementadas para reducir el riesgo actual y riesgo futuro.

En el manejo de desastres se presentan los protocolos de atención de eventos y crisis establecidos por EPM, al igual que las acciones necesarias para la respuesta y recuperación en caso de materialización de un riesgo, sin embargo, el plan local de emergencia vuelve a presentar el análisis de riesgo para todas las subestaciones, los encargados de la atención de emergencias, recursos, rutas de evacuación, procedimientos de emergencia, entre otros.

El plan local de emergencia de la subestación Magdalena Medio tiene evaluados y analizados otros riesgos que sí corresponden con las actividades y el contexto en el que se encuentra y otra metodología de valoración del riesgo.

Los documentos entregados no se encuentran actualizado pues se cuenta con una versión del 2019. El PGRD no contiene un plan de inversiones para el plan de gestión del riesgo que incluya la programación de cada una de las acciones de intervención que deben desarrollarse para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre para el corto, mediano y largo plazo.

El PGRD no contempla los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de las zonas donde se localizan las subestaciones. De igual forma no

contiene un capítulo de socialización y comunicación con acciones concretas que permitan establecer una estrategia que perdure en el tiempo.

PGRD Líneas de Transmisión y Distribución de Energía

El documento no se encuentra desarrollado en función de los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre como lo establece el Decreto 2157 de 2017.

No fue desarrollado el contexto externo de ninguna de las líneas de transmisión, tampoco la articulación con las amenazas y escenarios de riesgo priorizados los planes municipales de gestión del riesgo y estrategias municipales de respuesta a emergencias de los municipios donde se localizan las subestaciones, tampoco con los planes de ordenamiento territorial, POMCAS y demás planes sectoriales y territoriales que contengan análisis de riesgo en los sitios donde se encuentran las líneas.

La caracterización del riesgo es realizada a partir de los criterios establecidos por la guía metodológica para la gestión integral de riesgos del grupo EPM.

Para esto el documento presenta inicialmente los criterios de riesgo que son una tabla para la evaluación de probabilidad de ocurrencia y la tabla de valoración de objetos de impacto (personas, antrópico y natural); posteriormente la identificación del riesgo se realiza según el origen (tecnológico, antrópico y natural), la matriz de riesgo que contiene: código, nombre del riesgo, escenario del riesgo, causas, efectos, controles existentes, evaluación del control, objeto de impacto, consecuencia, nivel de riesgo, también las matrices por objeto de impacto y posteriormente un índice de riesgo.

Para todas las subestaciones fueron analizados los riesgos de fallas en estructuras, invasión de servidumbres, actividades criminales y terroristas, sismos, incendio de la cobertura vegetal, tormentas eléctricas, fallas geológicas y movimientos en masa.

Si bien el documento contiene la valoración del riesgo, no presenta coherencia en establecer primero la identificación del riesgo, luego en análisis y finalmente la evaluación, tampoco se describen y analizan los resultados, solo las tablas y matrices diligenciadas.

En el capítulo denominado plan de tratamiento, se priorizan las medidas de tratamiento para los riesgos alto y extremo que son los mismos en todas las líneas.

En las medidas de protección financiera donde se presentan las pólizas y fondos existentes al igual que sus coberturas, no se realiza ninguna diferenciación en las medidas de intervención que serán implementadas para reducir el riesgo actual y riesgo futuro.

En el manejo de desastres se presentan los protocolos de atención de eventos y crisis establecidos por EPM al igual que las acciones necesarias para la respuesta y recuperación en caso de materialización de un riesgo, sin embargo, el plan local de emergencia vuelve a presentar el análisis de riesgo para todas las subestaciones, los encargados de la atención de emergencias, recursos, rutas de evacuación, procedimientos de emergencia, entre otros. Los planes de contingencia para todas las líneas son por falla permanente trifásica y falla permanente monofásica o bifásica, estos eventos no se mencionan en el análisis de riesgos.

El plan de gestión del riesgo no se encuentra actualizado, se cuenta con una versión del 2019.

El PGRD no contiene un plan de inversiones para el plan de gestión del riesgo que incluya la programación de cada una de las acciones de intervención que deben desarrollarse para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre para el corto, mediano y largo plazo.

El PGRD no contempla los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de las zonas donde se localizan las subestaciones. De igual forma no contiene un capítulo de socialización y comunicación con acciones concretas que permitan establecer una estrategia que perdure en el tiempo.

2.4.3.3. Planes de Gestión del Riesgo Comercialización

Para la infraestructura asociada a este servicio, en la evaluación integral se observó que el documento revisado no es un plan de gestión del riesgo, sino un plan de contingencia por falla del fluido eléctrico, daños en los sistemas de información y/o equipos, daños en el ordenador automático de turnos, ausencia de funcionarios de atención al cliente por huelga o deterioro de la salud, terrorismo, terremoto, incendio e inundación.

3. HALLAZGOS:

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Indicadores de calidad media	Numeral 5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.	Información entregada por el prestador en el documento: 6. j análisis de indicadores SAIDI y SAIFI 2019 y 2020.	No cumple con la meta regulatoria del indicador de calidad media: SAIDI, del mercado EPM para el año 2019
Indicadores de calidad individual	Numeral 5.2.4.2 Indicadores de calidad individual: Duración de eventos.	Información entregada por el prestador en el documento: 6. j análisis y estadísticas de los indicadores de calidad individual (DIU y FIU) durante 2019 y 2020. Información SUI formato CS2.	No cumple con el lineamiento regulatorio de abstenerse de incurrir en tener al menos un usuario con DIU mayor a 360 horas.
Análisis de exclusiones	Numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.	Información entregada por el prestador en el documento: 6. j análisis de exclusiones según numeral 5.2.2. de la res CREG 015 de 2018.	Durante el proceso de verificación de los soportes de las exclusiones, se encontraron soportes con información incompleta o inadecuada.
Calidad de la potencia:	Anexo de la Resolución CREG 024 de 2005, parámetro Distorsión Armónica de la Onda de Tensión – THDV.	Información entregada por el prestador en el documento: 6. q listado de circuitos con incumplimientos a los límites previstos en la	No cumple con el parámetro Distorsión Armónica de la Onda de Tensión – THDV para algunos puntos de medición.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Resolución CREG 024 DE 2005.	
Máximas Horas Anuales de Disponibilidad por Activo – MHAIA	Artículo 4.3 Máximas Horas Anuales de Disponibilidad permitidas por Activo de la Resolución CREG 011 de 2009.	Información consultada del portal HEROPE de XM S.A. ESP, reporte: Índices Activos STN.	Algunos activos no cumplen con las MHAIA en el STN
Máximas Horas Anuales de Disponibilidad por Activo – MHAIA	Artículo 11.1.2 Máximas Horas Anuales de Disponibilidad permitidas por Activo de la Resolución CREG 097 de 2008.	Información consultada del portal HEROPE de XM S.A. ESP, reporte: índices activos STR.	Algunos activos no cumplen con las MHAIA en el STR
Eventos de Tensión	Numeral 5.1 Criterios Generales del Código de Operación, de la Resolución CREG 025 de 1995.	Información entregada por el prestador en el documento: 6. y eventos tensión SIN.	No cumple con los valores de tensión en barra en algunas subestaciones.
Planes de Gestión del Riesgo de Desastres	Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017, “ <i>por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012</i> ” ¹¹	Información entregada por el prestador	No cumple con los contenidos mínimos establecidos en la normatividad vigente.

4. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:

- Solicitar a EPM aclarar las presuntas inconsistencias con la información comercial relacionada con usuarios no regulados en estratos residenciales y cuya participación a través del año no es constante.

¹¹ “Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones”

- Solicitar a EPM aclarar las razones por las cuales aún se encuentran formatos pendientes de certificación.
- Solicitar a EPM justificar la falta de reporte al SUI del incentivo de calidad media y así mismo, aclarar las razones por las cuales no se ha dado aplicación al cálculo del respectivo cargo por incentivo de calidad media asociado a la calidad del servicio del periodo 2019.
- Es preciso que se aclaren las diferencias de información de infraestructura del STN y STR con la que cuenta el prestador y la registrada en XM, diferencias que podrían afectar los análisis de flujo de carga y otros aspectos operativos a cargo de CND.
- EPM deberá gestionar las acciones de mantenimientos preventivas para evitar riesgos por falla dada la vida útil remanente de algunos equipos en las centrales de generación según la identificación de vida útil de los activos menores al 60%. Esto busca prevenir algún posible evento que pueda materializarse en alguna de sus centrales.
- Es necesario que la empresa formule el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres donde se desarrollen los contenidos establecidos por el Decreto 2157 de 2017 para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, que incluya el análisis específico de riesgo considerando los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario y humano intencional y no intencional sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento. Con base en ello se realizará el diseño e implementación de las medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y la sostenibilidad de la empresa.

5. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR:

Identificar acciones por parte del prestador para atender los hallazgos a los cuales la Superservicios hará seguimiento trimestral.

En materia de calidad del servicio, tanto en el SDL como en el STR y STN, la Superservicios iniciará los análisis frente a los presuntos incumplimientos identificados en la evaluación integral, con el fin de determinar las acciones que considere pertinente para lograr el objetivo de cumplimiento para la totalidad de los indicadores de calidad en su sistema.

6. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

6.1. Responsable general: Dirección Técnica de Gestión y Energía - Ángela María Sarmiento

6.2. Equipo de evaluación:

Diego Fernando Borda – Profesional DTGE
Tania Fernanda Matabajoy – Contratista DTGE
Jhon Cristian Giraldo – Contratista DTGE
Jamer Arley González – Profesional DTGE
Diana Cecilia Adarve Vargas- Contratista SDEG