



# **INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-179**

**15 DE DICIEMBRE DE 2021**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>ANTECEDENTES .....</b>	<b>324</b>
<b>2</b>	<b>DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA.....</b>	<b>324</b>
2.1	INICIO DE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA .....	324
2.2	REVISIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN .....	325
2.2.1	ACTIVOS.....	325
2.2.2	BASE REGULATORIA DE TERRENOS, BRT .....	326
2.2.3	AOM .....	326
2.2.4	CALIDAD DEL SERVICIO .....	326
2.2.5	PÉRDIDAS Y ENERGÍA .....	327
<b>3</b>	<b>RESULTADOS GENERALES .....</b>	<b>329</b>
<b>4</b>	<b>PROPUESTA DE VARIABLES A APROBAR.....</b>	<b>330</b>
<b>5</b>	<b>INFORMACIÓN ENTREGADA AL OR.....</b>	<b>331</b>
5.1	CRITERIOS GENERALES PARA LA VALORACIÓN DEL INVENTARIO .....	332
5.1.1	Valoración del inventario inicial.....	332
5.1.2	Base regulatoria de terrenos, BRT.....	332
5.1.3	Edificio de control .....	332
5.1.4	Módulo común .....	332
5.2	LISTADO DE ACTIVOS.....	332
5.3	VERIFICACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LOS ARCHIVOS ENTREGADOS .....	335

## **INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMEE**

### **1 ANTECEDENTES**

De acuerdo con lo previsto en los artículos 23 y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

En cumplimiento de las anteriores disposiciones, la CREG expidió la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a través de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 y 199 de 2019, 167 y 195 de 2020.

La Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., EMEE, en adelante el Operador de Red, OR, no presentó solicitud de aprobación de ingresos en cumplimiento de las disposiciones mencionadas.

Con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el párrafo 1 del artículo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión, mediante Auto del 28 de septiembre de 2018 dio inicio a la actuación administrativa, de oficio, asignada al expediente 2018-0167.

En el presente documento se encuentra descrito el desarrollo de la actuación, los análisis realizados, los criterios de revisión de la información, las diferencias identificadas, la información utilizada, los inventarios aprobados, las memorias de cálculo y demás consideraciones empleadas para calcular los valores, variables, factores, indicadores e índices presentados para aprobación.

### **2 DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA**

En este capítulo se resumen las actividades desarrolladas durante la actuación administrativa:

#### **2.1 INICIO DE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA**

Mediante Auto del 28 de septiembre de 2018, la Comisión inició, de oficio, la actuación administrativa tendiente a la aprobación de ingresos de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., y ordenó la formación del expediente.

Se realizó la correspondiente publicación en la página de la Comisión y se inició el expediente 2018-0167, donde reposa la documentación asociada con esta actuación, durante la cual se ha garantizado el debido proceso permitiendo la participación del OR en la aclaración de las inquietudes sobre la información reportada y ajustes a la misma.

El inicio de la actuación administrativa fue informado al OR mediante comunicación con radicado CREG S-2018-004506.

El 18 de septiembre de 2019, el OR asistió a una reunión, en las instalaciones de la CREG, en la cual consultó sobre la Resolución CREG 015 de 2018 y la actuación iniciada de oficio por la Comisión. El acta respectiva fue radicada con número I-2019-005730.

## 2.2 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

### 2.2.1 ACTIVOS

Se efectuaron análisis sobre la totalidad de la información de activos disponible para el OR, que corresponde a la aprobada con base en la metodología anterior establecida en la Resolución CREG 097 de 2008. Debido a la falta de reporte del OR en cuanto a la ejecución de inversiones para el periodo 2008 a la fecha de corte, se asume que estos activos conforman la base de activos en operación a la fecha de corte.

Teniendo en cuenta que la Comisión solicitó la información de inventarios en los formatos y cumpliendo los requisitos de las circulares CREG 029 y 051 de 2018, fue necesario diligenciar los formatos para el OR con base en la mejor información disponible y asignar códigos a los activos de la base inicial.

Para la revisión no se contó con información georreferenciada de los activos en operación, ni con diagramas unifilares de las subestaciones suministrados por el OR.

En cuanto a la valoración del plan de inversiones, la metodología establece en el numeral 3.1.1.2.2, para las empresas sin plan de inversiones aprobado:

*Las inversiones para las empresas a las que no se les aprueba el plan de inversiones o que no lo presenten en la fecha indicada se calculan de la siguiente manera:*

$$INVA_{j,n,l,t} = BRAE_{j,n,l,0} * PIH_{j,n}$$

Donde:

$INVA_{j,n,l,t}$ : *Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t.*

$BRAE_{j,n,l,0}$ : *Base regulatoria inicial de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l.*

$PIH_{j,n}$ : *Porcentaje de inversiones de referencia del OR j en el nivel de tensión n. Corresponde al mínimo entre 1 % y el porcentaje promedio de inversiones realizadas,  $PPI_{j,n}$ . La variable  $PPI_{j,n}$  es calculada de la siguiente manera:*

$$PPI_{j,n} = \frac{\sum_{l=1}^{L_n} CRIN_{j,n,l}}{\sum_{l=1}^{L_n} CRII_{j,n,l}} * 0,1$$

Donde:

$PPI_{j,n}$ : *Porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 2008-2017.*

$CRIN_{j,n,l}$ : *Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l, asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.*

$CRII_{j,n,l}$ : *Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.*

*I:* Categoría de activos, *I* toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

*L<sub>n</sub>:* Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión *n*. *L<sub>1</sub>* toma el valor de 12.

Al aplicar la mencionada disposición al caso de Emee, se obtiene un valor de 0 para la variable  $PPI_{j,n}$  en todos los niveles de tensión, dado que no se cuenta con información de activos puestos en operación entre 2008 y la fecha de corte.

Considerando lo dispuesto en el numeral 6.5 del capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 el valor incluido en el plan de inversión podrá ser ajustado de acuerdo con la información aportada por la empresa en el proceso de verificación.

Finalmente, para dar cumplimiento a los criterios de los literales b) e i) del numeral 6.1 y el literal f) del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018 en los municipios donde preste el servicio más de un OR, previo a la ejecución de los proyectos incluidos en los planes de inversión, los OR deberán coordinar las inversiones allí proyectadas para que no exista duplicidad de infraestructura para la atención de la misma demanda. Esta situación será tenida en cuenta en el seguimiento de los planes de inversión de que trata el literal f. del numeral 6.5. de la Resolución CREG 015 de 2018.

## **2.2.2 BASE REGULATORIA DE TERRENOS, BRT**

El cálculo de la BRT se efectuó a partir de las UC que conforman la base regulatoria inicial de activos, es decir, no se incluye la información de la BRT de los activos del plan de inversión del año 1.

En la medida que el OR efectúe las inversiones en UC que involucren el reconocimiento de terrenos, a partir del segundo año entregará al LAC el valor de esta variable, donde se incluya tanto la entrada como la salida de UC correspondientes al año anterior, para que sea integrada en los cálculos anuales.

## **2.2.3 AOM**

La información de gastos de AOM fue revisada. Debido a que el OR no presentó solicitud, no fue la aplicación del modelo de frontera estocástica y el valor del AOM base a reconocer se calculó con dos de los tres componentes del análisis: los valores de AOM demostrado y reconocido en el periodo 2012 a 2016 y el valor de la base de activos del OR.

## **2.2.4 CALIDAD DEL SERVICIO**

Los indicadores de calidad media y de calidad individual deben ser calculados con base en la información del año 2016.

La fuente primaria de información de interrupciones para el cálculo de indicadores de calidad, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 es la reportada por los OR en el sistema INDICA, administrado por XM. Sin embargo, para el caso de Emee, se encuentra que este OR no entró a aplicar el esquema de calidad del servicio definido en la Resolución CREG 097 de 2008 por lo que no cuenta con datos en INDICA.

Debido a lo anterior, se consultó la información reportada por el OR en el SUI en los formatos B1 y B2 de la Circular SSPD - CREG No 0002 de 2003 y en los formatos F4 y F5 de la Resolución SSPD.

No obstante, se encontró que la información reportada en ambos grupos de tablas consultadas para el año 2016 no es consistente.

Para los casos como este, el numeral 5.2.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 estableció lo siguiente:

*Para las empresas que no reportaron información al sistema INDICA y tampoco reportaron información al SUI o el reporte a este sistema es incompleto o de mala calidad, los indicadores de referencia son calculados por la CREG como un promedio de los indicadores de referencia de las empresas que más se parezcan en cantidad de km de redes de media tensión y transformadores de nivel 1, por grupo de calidad.*

Con base en lo anterior, para determinar los indicadores de referencia de calidad media e individual del OR se analizó la siguiente información.

- a. Cantidad de km de red de los niveles de tensión 2 y 3.
- b. Cantidad de transformadores de nivel de tensión 1.
- c. Porcentaje de participación urbana y rural de las redes de niveles de tensión 2 y 3.
- d. Porcentaje de participación urbana y rural de los transformadores de nivel de tensión 1.
- e. Porcentaje de redes aéreas y subterráneas en los niveles de tensión 2 y 3.
- f. Porcentaje de transformadores ubicados en cabeceras municipales (urbanos) y por fuera de esta zona (rurales)
- g. Porcentaje de usuarios ubicados en los diferentes grupos de calidad.

La anterior información se obtuvo del inventario reportado por los OR a la CREG, la información de usuarios contenida en los formatos 1, 2 y 3 del SUI y, en los casos en que se encontraba disponible, la información georreferenciada de redes de los niveles de tensión 2 y 3 y de transformadores del nivel de tensión 1.

La información del OR fue comparada con la información de las demás empresas del SIN a las cuales fue posible calcularles los indicadores de calidad con información de eventos reportados a INDICA o al SUI. A partir de esto, se evaluó y se otorgó un puntaje a cada uno de los aspectos con el fin de determinar la(s) empresa(s) que podrían utilizarse de referencia para obtener el indicador del OR.

Finalmente, se encontró que las empresas que más se parecen a Emee son la Empresa de Energía del Putumayo y Ruitoque. Por lo anterior, fue con base en los indicadores de estas empresas que se definieron los indicadores de calidad de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica.

## **2.2.5 PÉRDIDAS Y ENERGÍA**

La consistencia de los datos de energía entregados fue revisada al igual que los datos relacionados con los planes de pérdidas.

Las fuentes de información de energía por mercado de comercialización utilizada corresponde a la demanda real y las lecturas crudas en las fronteras comerciales registradas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, entre 2016 y 2017, según consulta efectuada el 29 de abril de 2019 y la información del SUI corresponde a la registrada el 3 de julio de 2019, a excepción de la correspondiente a energía de áreas especiales de Electricaribe S.A. E.S.P., la cual fue consultada el 29 de mayo de 2019.

Los datos de energía afectan los resultados de dos tipos de parámetros:

- El índice de pérdidas de eficiencia del nivel de tensión 1 que se encuentra en función de la energía de áreas especiales y
- Los factores de flujos de energía entre niveles de tensión en el sistema del OR.

Para todos los efectos, se emplearon los datos de energía de enero a diciembre de 2017.

Al realizar el análisis de los flujos de energía, se encontró una inconsistencia que ocasionaba la ocurrencia de un índice de pérdidas negativo en el nivel de tensión 1. Debido a esto, fue necesario revisar y ajustar el valor del índice de pérdidas de nivel de tensión 3.

Para esto, se realizó un análisis de flujo de carga mediante un algoritmo de barrido iterativo con curva de demanda y modelo ZIP con las siguientes consideraciones:

- Las características técnicas del conductor fueron estimadas a partir de la unidad constructiva reconocida.
- La topología de la red de Emee se estimó con base en el diagrama unifilar presentado por CEO S.A. E.S.P., en el que se observa la interconexión de ambos sistemas.
- La información de la demanda se tomó de las lecturas crudas en las fronteras comerciales registradas ante el ASIC, y del SUI, tal como se menciona al inicio del presente numeral. Se tiene en cuenta, a efectos de las pérdidas, la demanda propia del sistema del OR y no la energía de generación que fluye hacia los sistemas de otros OR.

Sobre este último punto, debe tenerse en cuenta lo establecido en el numeral 1.1.1.2.4 del anexo A de la Resolución CREG [024](#) de 1995, en cuanto a las pérdidas ocasionadas en la red de distribución por la conexión de un generador dentro de su sistema:

#### **1.1.1.2.4. MEDICIONES AGREGADAS DEL CONSUMO DE GENERADORES.**

*Para todos los generadores se suman las cantidades de energía tomadas del Sistema de Transmisión Nacional y en el caso de los generadores embebidos se agregan además las pérdidas por la energía exportada del generador en la red que lleva esta energía al Sistema de Transmisión Nacional. Es decir, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador donde se encuentra ubicado el generador, el generador asume las pérdidas ocasionadas en la red de distribución o de transmisión regional de este comercializador por la cantidad de energía no requerida por éste. Por lo tanto, el generador embebido asume las pérdidas necesarias para colocar la energía que exporta en las fronteras comerciales del Sistema de Transmisión Nacional.*

De lo cual se entiende que el generador asume las pérdidas necesarias para colocar la energía en las fronteras del STN<sup>1</sup> y estas no deben ser asumidas por los usuarios del sistema.

De esta manera, se encontró que el valor de la variable  $Pe_{j,3}$  es de 0,74%.

El OR no solicitó la aprobación de plan de reducción ni de mantenimiento de pérdidas.

En este sentido, y teniendo en cuenta que el OR no reportó información de la variable  $AOMP_{j,k}$ , con el valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas, no se aprobó plan de reducción ni de mantenimiento de pérdidas.

---

<sup>1</sup> Concepto CREG 1522 de 2020, disponible a través del Gestor Normativo, Alejandría:

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto\\_creg\\_0001522\\_2020.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001522_2020.htm)

### 3 RESULTADOS GENERALES

Una vez aplicada la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, considerando los ajustes efectuados, de conformidad con el formato que hace parte del archivo *Cálculo ingresos D Emee.xlsx* se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 1 Resumen resultados estimados

INGRESOS ESTIMADOS		Emee					
INGRESO ANUAL ESTIMADO EN EL SISTEMA DEL OR - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Suma IAA <sub>1,t</sub>	Total ingresos anuales asociados con inversiones	273	263	253	243	236	
Suma IAAOM <sub>1,t</sub>	Total ingresos anuales asociados con AOM	142	142	142	142	142	
Suma IRM <sub>1,t</sub>	Total ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva						
OI <sub>1,1,t</sub>	Otros ingresos nivel de tensión 1						
	Total	415	405	395	386	378	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA <sub>4,t</sub>	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 4						
IAAOM <sub>4,t</sub>	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 4						
IRM <sub>4,t</sub>	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 4						
	Total						
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 3 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA <sub>3,t</sub>	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 3	55	53	51	49	48	
IAAOM <sub>3,t</sub>	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 3	29	29	29	29	29	
IRM <sub>3,t</sub>	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 3						
	Total	84	82	80	78	77	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 2 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA <sub>2,t</sub>	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 2	177	170	164	158	154	
IAAOM <sub>2,t</sub>	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 2	93	93	93	93	93	
IRM <sub>2,t</sub>	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 2						
	Total	270	264	258	252	247	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA <sub>1,t</sub>	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 1	42	40	38	36	34	
IAAOM <sub>1,t</sub>	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 1	20	20	20	20	20	
IRM <sub>1,t</sub>	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 1						
OI <sub>1,1,t</sub>	Otros ingresos nivel de tensión 1						
	Total	61	59	57	55	54	
CARGOS ESTIMADOS							
CARGOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3, 2 y 1 ESTIMADOS EN APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018 - \$/kWh							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
CD <sub>3,t=0</sub>	Cargos de nivel de tensión 3		2.9	2.7	2.6	2.6	2.5
CD <sub>2,t=0</sub>	Cargos de nivel de tensión 2		55.5	54.5	53.2	52.0	51.1
CD <sub>1,t=0</sub>	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a inversiones		24.0	22.8	20.9	19.2	17.7
CDA <sub>1,t=0</sub>	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a gastos		11.8	11.8	11.4	11.0	10.6



BASE REGULATORIA DE ACTIVOS							
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
BRAE <sub>(4,t)</sub>	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 4						
BRAE <sub>(3,t)</sub>	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 3	371	359	347	336	324	313
BRAE <sub>(2,t)</sub>	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 2	1,186	1,147	1,108	1,069	1,030	991
BRAE <sub>(1,t)</sub>	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 1	248	234	221	207	194	180
	Total	1,804	1,740	1,676	1,612	1,548	1,484
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS NUEVOS - PLAN DE INVERSIONES - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAEN <sub>(4,t)</sub>	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 4						
BRAEN <sub>(3,t)</sub>	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 3						
BRAEN <sub>(2,t)</sub>	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 2						
BRAEN <sub>(1,t)</sub>	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 1						
	Total						
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAFO <sub>(4,t)</sub>	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 4						
BRAFO <sub>(3,t)</sub>	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 3						
BRAFO <sub>(2,t)</sub>	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 2						
BRAFO <sub>(1,t)</sub>	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 1						
	Total						
INVERSIONES CLASIFICADAS POR TIPO DE INVERSIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Tipo 1	Inversiones en reposición de activos por atención de la demanda - mayor capacidad						
Tipo 2	Inversiones en nuevos activos por atención de la demanda sin reemplazo de capacidad						
Tipo 3	Inversiones en reposición de activos no motivados en atención de demanda						
Tipo 4	Inversiones en nuevos activos no motivados en atención de demanda						
	Total						
<div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div> <div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div> <div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div> <div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div> <div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div> <div><div>✓</div><div>#CIV/DI</div></div>							
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA							
ÍNDICES DE PÉRDIDAS							
ÍNDICE DE PÉRDIDAS EFICIENTES							
Variable	Descripción	Valor					
Pe <sub>(4,m,t)</sub>	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 4	0.91%					
Pe <sub>(3,t)</sub>	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 3	0.74%					
Pe <sub>(2,t)</sub>	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 2	1.01%					
Pe <sub>(1,t)</sub>	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1	7.95%					
ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
P <sub>(4,m,t)</sub>	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 4						
P <sub>(3,m,t)</sub>	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 3	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	
P <sub>(2,m,t)</sub>	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 2	1.01%	1.01%	1.01%	1.01%	1.01%	
P <sub>(1,m,t)</sub>	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1	7.95%	7.95%	7.95%	7.95%	7.95%	
PÉRDIDAS PROYECTADAS EN EL SISTEMA DEL OR							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
PT <sub>(t)</sub>	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización [GWh-año]	0	0				
PT <sub>(t)</sub>	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización	7.44%	7.44%				
PT <sub>(1,t)</sub>	Índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1	8.22%					
PLAN DE PÉRDIDAS							
CARGO ESTIMADO POR CONCEPTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - \$/kWh							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
CPROG <sub>(m)</sub>	Valor mensual del cargo por concepto del plan de pérdidas de enero de cada año						
COSTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1					
CPCE <sub>(t)</sub>	Costo total del plan estimado con el modelo de costos eficientes						
CPOR <sub>(t)</sub>	Costo total del plan estimado por el OR						
CAP <sub>(t)</sub>	Costo anual del plan de gestión de pérdidas						

## 4 PROPUESTA DE VARIABLES A APROBAR

En el archivo *Calculo ingresos D Emee.xlsx*, adjunto a esta comunicación, se presenta la información, el modelo de cálculo y los parámetros empleados para calcular las variables a aprobar al OR en aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018.

El archivo contiene algunas estimaciones de cargos y otras variables que son de carácter informativo, ya que estas deben ser calculadas por el LAC según lo establece la metodología.

El archivo es similar al publicado en la Circular CREG 029 de 2018 y consta de 14 hojas de cálculo. A continuación, se explica el contenido y el alcance de cada una de las hojas de cálculo incluidas.

Tabla 2 Descripción contenido archivo de cálculo de ingresos

Nombre hoja de cálculo	Descripción	Alcance
Tablas resolución	Contiene las tablas con las variables aprobadas en la Resolución particular	Valores aprobados en resolución particular
Resultados	Contiene el resumen de la solicitud, incluye principales variables	Informativo: Contiene valores que deben ser calculados anualmente por el LAC
Capítulo 1	Contiene los cálculos del capítulo 1 de la Resolución CREG 015 de 2018	Informativo: Contiene valores que deben ser calculados anualmente por el LAC, salvo las variables $O_{j,3}$ y $O_{j,2}$
Capítulo 2	Contiene los cálculos del capítulo 2 de la Resolución CREG 015 de 2018	Informativo: Contiene que deben ser calculados anualmente por el LAC
Capítulo 3	Contiene los cálculos del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a inversiones
Capítulo 4	Contiene los cálculos del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a AOM
Capítulo 5	Contiene los cálculos del capítulo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a calidad del servicio
Capítulo 6	Contiene los cálculos del capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a planes de inversión
Capítulo 7	Contiene los cálculos del capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a pérdidas
Capítulo 13	Contiene los cálculos del capítulo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a proyectos PIEC
Información resolución	Contiene las variables empleadas en las hojas de cálculo capítulo 1 a capítulo 13	Calculo: Toma las variables de la hoja EMEE
EMEE	Contiene las variables de entrada al modelo para la aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018	Datos de entrada
Solicitud EMEE	Información entregada por el OR en la solicitud de aprobación de ingresos	Informativo: Contiene la información de la solicitud del OR
Parámetros resolución	Parámetros generales definidos en la Resolución	Datos de entrada

## 5 INFORMACIÓN ENTREGADA AL OR

Se entrega al OR una copia digital o en medio magnético en donde se incluyen los archivos anunciados en este documento, con la información necesaria para efectuar las revisiones que se requieran.

## 5.1 CRITERIOS GENERALES PARA LA VALORACIÓN DEL INVENTARIO

La valoración del inventario se realizó de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus actualizaciones. A continuación, se presentan los criterios utilizados para la valoración puntual de algunas UC:

### 5.1.1 Valoración del inventario inicial

- El nivel de tensión de las bahías asociadas a transformadores se obtiene a partir de la información del campo "IUA Transformador". Este campo se requiere para asignar las bahías de transformador al nivel correspondiente.
- El inventario asociado a las variables CRI, CRINR, CRIFO y CRIN utiliza las UC definidas en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Para el inventario asociado al plan de inversiones se utilizan las UC definidas en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, con excepción de los proyectos con el valor "\*S\*" en el campo "STR Construcción", que se valoran con las UC del capítulo 15.

### 5.1.2 Base regulatoria de terrenos, BRT.

- Para OR que hayan solicitado incluir los activos que entraron en operación durante 2018 como parte de la base inicial, la valoración de la BRT se realiza a partir de las UC del inventario a diciembre de 2018 que cuenten con áreas de terreno reconocidas.
- Las áreas de los módulos comunes se establecieron con base en el inventario a diciembre de 2017, empleando las UC y reglas de asimilación del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Las bahías de conexión al STN se cuentan como bahías de nivel 4 para la selección del tipo de modulo común.

### 5.1.3 Edificio de control

- El valor reconocido corresponde al producto del área reconocida para el edificio de control y el valor unitario, dado en \$/m<sup>2</sup>.
- Para determinar el valor del edificio de control se consideran las áreas de las UC en operación a diciembre de 2017.
- El área general se asocia al mayor nivel de tensión presente en la subestación, tomado de los códigos de las UC presentes en la SE (formato 6, UC de subestación).

### 5.1.4 Módulo común

- De manera general, para el plan de inversiones, el valor del módulo común se define por bahía, sin incluir las bahías reducidas. Estas últimas se consideran cuando la UC de módulo común corresponde al tipo 5 (SE reducida).

## 5.2 LISTADO DE ACTIVOS

El inventario se encuentra contenido en un archivo denominado *Inventario reconocido BRA\_0 OR - EMEE.xlsx*.

Este archivo contiene la información organizada según el siguiente cuadro:

Tabla 3 Descripción archivo de inventario

Nombre hoja	Descripción
formato2_basicaSE	Información básica de las subestaciones
formato3_basicaLineas	Información básica de líneas y redes
formato4_UC_transformadores	Unidades constructivas de transformadores en subestaciones
formato5_UC_compensaciones	Unidades constructivas de compensaciones reactivas en subestaciones
formato6_UC_SE	Unidades constructivas de subestación
formato7_UC_lineas	Unidades constructivas de líneas
formato8_UC_eq_linea	Unidades constructivas de equipos de línea
formato9_UC_equipos_SE	Unidades constructivas de equipos de subestación
formato10_CC	Unidades constructivas de centros de control

Adicional a los campos definidos en los archivos de las Circulares CREG 029 y 051 de 2018 se incluyen los siguientes:

Tabla 4 Descripción campos adicionales

Formato	Campo adicional	Descripción
formato2_basicaSE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato3_basicaLineas	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato4_UC_transformadores	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
	AreaReconocida	Área reconocida para cálculo de la BRT, de acuerdo con las tablas de la Resolución CREG 015 de 2018

Formato	Campo adicional	Descripción
	FactorSecundario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión secundario del transformador. Puede tener un valor entre 0 y 1
	FactorTerciario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión terciario del transformador. Puede tener un valor entre 0 y 1
formato5_UC_compensaciones	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato6_UC_SE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
	AreaReconocida	Área reconocida para cálculo de la BRT, de acuerdo con las tablas de la Resolución CREG 015 de 2018
	FactorSecundario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión secundario del transformador asociado, cuando aplica. Puede tener un valor entre 0 y 1
	FactorTerciario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión terciario del transformador asociado, cuando aplica. Puede tener un valor entre 0 y 1
formato7_UC_lineas	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato8_UC_eq_linea	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato9_UC_equipos_SE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.

Formato	Campo adicional	Descripción
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato10_CC	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.

### 5.3 VERIFICACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LOS ARCHIVOS ENTREGADOS

Para garantizar la integridad de los archivos entregados, se presentan los códigos hash SHA-384 y SHA-512 de cada archivo. Al calcular nuevamente el hash de un archivo en particular, ambos códigos deben ser iguales a los suministrados.

< EMEE - POPAYAN\3 RESULTADOS GENERALES\Calculo ingresos D - EMEE.xlsx >

SHA-384:

BF2596ECA5B2C78F53107BFA68E6996CBE5C8423B8E43634EDA622841436705AEE4AAAF8923F559585E4ABBDFAE31F

SHA-512:

0ADAA4A302A0EA58170B274C5AF2AC2E712D8B875A412485E1C980DDD7DACCE43173E56164DBE8C6E1C5E2893EED282B15EEB2538DCD65162E7F752CA761052D

< EMEE - POPAYAN\5.2 LISTADO DE ACTIVOS\Inventario reconocido BRA\_0 OR - EMEE.xlsx >

SHA-384:

09B48507F308FE6757A2D588873DF9D2ED677A800F00995503DAB0FA05342CCC8D9EB734C6F307D7C4BD582A1F354E22

SHA-512:

607D507E8FBCC42C90B674C6C6F53EF4136C80171112A429FD7AB000E10B2B6F72501EAF5E4BDFF290EDB27C89BBC58183DF44A69B6E2E41744758ADBAE63B70