



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 026 DE 2020

(12 MAR. 2020)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 015 de 2018, publicada en el *Diario Oficial* del 3 de febrero de 2018, se expidió la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, la cual fue aclarada y modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 y 199 de 2019.

Mediante la Resolución CREG 178 de 2019 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.

En el Documento CREG 115 de 2019 se encuentra el soporte de dicha resolución, donde se incluyen los criterios de revisión de la información, las bases de datos y los cálculos empleados por la Comisión para definir las variables aprobadas en la Resolución CREG 178 de 2019.

La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., EEP, mediante comunicación con radicado CREG E-2020-000416 del 21 de enero de 2020, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 178 de 2019. En esta comunicación se presentan los antecedentes, las razones de inconformidad y las peticiones del recurso de reposición.

A continuación, se transcriben cada una de las peticiones:

3. SOLICITUD

... Se modifiquen los artículos 2, 3, 4, 5, 9, 10, 11, 12 y 15 de la Resolución CREG

A handwritten signature consisting of stylized initials, possibly 'J.M.'.

A handwritten signature consisting of stylized initials, possibly 'J.Z.'.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

178 de 2019, "Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. " de la siguiente manera...

ANÁLISIS DE LA COMISIÓN

Petición de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario, BRAE₀, por el cálculo de la variable CRI

El OR fundamenta su solicitud de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario, en lo siguiente:

...1.1.1 CRI

- Se observa diferencia de -\$187.500.000 en el CRI_{j,3,6} entre la Resolución CREG 178 de 2019 que aprueba los cargos para ENERGÍA DE PEREIRA y la solicitud de cargos efectuada por la Compañía con los ajustes realizados conforme petición de la CREG y enviados el día 19 de noviembre de 2019. Una vez revisada la información, aplicando la metodología indicada Capítulo 14.1 literal q y los valores reconocidos de la tabla 60 del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018, se observa que existe diferencia en el área reconocida de la casa de control de la Subestación de Cuba, siendo mayor área la que se debe aprobar.*

Aplicando la siguiente Formula y de acuerdo con el inventario reconocido BRA_0 OR—EEP.xlsx enviado por la CREG, se obtiene el área de Casa de Control de la Subestación Cuba, así:

$$\text{Área Casa de Control} = (AG_{n,s} + ABh * Bh_{ns} + ACe * Ce_{n,s})$$

DETERMINACIÓN DE LA CASA DE CONTROL

Subestación	AG _{n,s}	AB _{n,s}	Bh _{n,s}	ACe	Ce _{n,s}
Cuba	75	11.25	5	7.5	14
VALOR A RECONOCER CASA DE CONTROL CUBA					236,25 m²

En el archivo en mención suministrado por la CREG se observa que el área reconocida es de 142,5 m² y el calculado es de 236,25 m², por tanto, se encuentra una diferencia de 93,75 m², entonces el valor no reconocido hasta el momento asciende a \$187.500.000.

- Se advierte diferencia de -\$80.843.077 en el CRI_{j,3,8}, debido al no reconocimiento de 176,7 m de la UC N3L32, por tanto, respetuosamente se solicita a la Comisión de Regulación considerar la UC completa de 2,36 km, fundamentado en los siguientes argumentos:*
 - En Resolución CREG 107 de 2009, por la cual se aprueban los cargos de Distribución para ENERGÍA DE PEREIRA, en archivo "Eep Inventario Activos.xlsx", enviado por la CREG, se observa la información asociada a la UC N3L32, encontrando el siguiente resultado:*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Cantidad	Código Línea	Unidad Constructiva	Sobrepuerto	Porcentaje reconocido	RPP	Observaciones	Observaciones CREG
0,2	ANDI	N3L32	N	1	0	EN LA REALIDAD EXISTE UN DUCTO 2X6, EN LA NORMA NO SE ENCONTRÓ ESTA UNIDAD POR ESTE MOTIVO SE CLASIFICÓ ASÍ	*
0,14	CER	N3L32	N	1	0	*	*
0,07	DCE	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6 LLAMAR A LA CREG	*
0,05	DCU	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6 LLAMAR A LA CREG	*
0,37	IDQ	N3L32	N	1	0	*	*
1,3	IVE	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6	*
0,04	NAC	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6 LLAMAR A LA CREG	*
0,04	VLR	N3L32	N	1	0	*	*

2,36	TOTAL
------	-------

Tabla 5. Longitudes de Canalizaciones UC N3L32 – Tomado de Eep Inventario de activos.xlsx

De la tabla 5, se colige que la sumatoria relacionada al activo en cuestión da como resultado 2,36 km.

b) Ahora bien, si a cada tramo de UC N3L32 se asocian los activos que contienen, es decir los conductores que están en su interior, se encuentra:

Cantidad	Código Línea	Unidad Constructiva	Sobrepuerto	Porcentaje reconocido	RPP	Observaciones	Observaciones CREG
0,1	ANDI	N3L28	N	1	0	*	*
0,1	ANDI	N3L31	N	1	0	*	*
0,2	ANDI	N3L32	N	1	0	EN LA REALIDAD EXISTE UN DUCTO 2X6, EN LA NORMA NO SE ENCONTRÓ ESTA UNIDAD POR ESTE MOTIVO SE CLASIFICÓ ASÍ	*
0,28	CER	N3L28	N	1	0	DOS CONDUCTORES POR FASE	*
0,14	CER	N3L32	N	1	0	*	*
0,7	DCE	N3L28	N	1	0	DOS CONDUCTORES POR FASE	*
0,7	DCE	NEL32	N	1	0	*	*
0,05	DCU	N3L29	N	1	0	*	*
0,05	DCU	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6 LLAMAR A LA CREG	*
0,37	IDQ	N3L31	N	1	0	*	*
0,37	IDQ	N3L32	N	1	0	*	*
1,3	IVE	N3L31	N	1	0	*	*
1,3	IVE	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6	*
0,04	NAC	N3L31	N	1	0	*	*
0,04	NAC	N3L32	N	1	0	*	*
0,025	NAV	N3L28	N	1	0	*	*
0,25	NAV	N3L30	N	1	0	DOS CONDUCTORES POR FASE	*
0,15	NAV	N3L32	N	1	0	NO HAY DUCTO 2X6 EN LA NORMA SE COLOCA 4X6 LLAMAR A LA CREG	*
0,04	VLR	N3L28	N	1	0	*	*
0,04	VLR	N3L32	N	1	0	*	*

Tabla 6. Comparativos líneas de subterráneas vs Longitudes de canalizaciones – Tomado de Eep Inventario de activos.xlsx

De la tabla 6 es posible concluir, que una vez comparada la UC N3L32 (km canalización 4x6"), con los activos que contienen cada una de ellas, en todos los casos son iguales o mayores en longitud los conductores respecto a la canalización. Por tal razón, se desvirtúa la observación hecha por la Comisión de Regulación para eliminar la canalización, la cual aduce: "En el circuito se reporta más canalización que conductor en operación". De esta manera, la Comisión de Regulación debería incluir nuevamente las UC N3L32 eliminadas, toda vez que adicionalmente fue verificada su existencia en la auditoría efectuada en la semana del 22 al 24 de octubre de 2018. Con base en lo analizado respetuosamente se solicita al Regulador reconocer las longitudes de canalizaciones completas.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

En cuanto al cálculo del área de la casa de control reconocida en la subestación Cuba, la Comisión procedió a revisar el cálculo de áreas de las casas de control, encontrando diferencias debido al número de celdas o área general incluida en el cálculo, por lo que se considera procedente la solicitud del OR.

Por otro lado, frente a la solicitud de reconocimiento de las canalizaciones de nivel de tensión 3, esta se realiza a partir del inventario presentado en la presente actuación administrativa, en donde se tienen las siguientes cantidades de UC de canalización y conductor a partir de los grupos de activos CRI, CRINR, CRIFO y CRIN:

IUL	Nombre	Canalización (km)		Conductores subterráneos (km)					Total canalización (km)	Total conductor (km)
		N3L32	N3L33	N3L27	N3L28	N3L29	N3L30	N3L31		
0001	VLR	0,04	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,04	0,10
0002	DCU	0,05	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,05	0,09
0005	CER	0,14	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,14	0,30
0006	DCE	0,07	0,00	0,00	0,07	0,00	0,12	0,00	0,07	0,20
0007	NAV	0,15	0,00	0,00	0,18	0,02	0,00	0,00	0,15	0,21
0008	NAC	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
0010	PAN	0,45	0,00	0,00	0,00	0,09	0,38	0,00	0,45	0,46
0018	IVE	0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,40	0,69	0,52
0019	V14	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	0,68	2,02	2,02
0028	IDQ	0,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	1,58	0,81	1,62
0029	ANDI	0,24	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,28	0,24	0,42
0052	IPA1	0,41	0,00	0,00	0,00	0,26	0,02	1,99	0,41	2,27

De acuerdo con la tabla presentada, no se considera procedente la solicitud del OR, y se realizan los ajustes pertinentes en las UC asociadas a la línea IUL 0008.

Petición de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario, BRAE₀, por el cálculo de la variable CRINR_{j,n,1}

El OR fundamenta su solicitud de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario en lo siguiente:

1.1.2 CRINR

- La diferencia en el CRINR_{j,2,8} por -\$ 2.374.068.873 se debe al no reconocimiento de varios tramos de canalizaciones UC N2L67 donde, de los 7,6 km solicitados se eliminan 4,38 km y de la UC N2L69 de 18,08 km la Comisión de Regulación suprime 2,17 km. Al respecto, se reitera a la CREG la solicitud de reconocimiento de las longitudes completas de los cárcamos, dado que:
 - a) Fue observada su existencia en la auditoría efectuada en la semana del 22 al 24 de octubre de 2018, como lo indican los literales c) y d) del numeral 3.3.1 del informe de visita S-2019-001919, anexo 2 Informe de visita CREG.
 - b) En la Regulación no se observan lineamientos explícitos en los que las canalizaciones deban contener redes de media tensión para su reconocimiento.
 - c) Estos contienen redes de baja tensión.
 - d) Se encuentran disponibles para expansiones en media tensión en la zona centro de la ciudad.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

e) *Remuneran el uso de infraestructura de teleoperadores, la cual sería descontada en la variable OI.*

f) *Finalmente, no existe UC en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 que describa canalizaciones con red de baja.*

Analizados los argumentos presentados por el OR, estos no refutan el hecho de que la cantidad de canalización es mayor que la de los conductores subterráneos, tal como anotó la Comisión en el archivo *Inventario reconocido BRA_0 OR - EEP.xlsx*, sino que, por el contrario, presenta elementos tales como que en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 no tiene UC de nivel 1, o que estas canalizaciones contienen redes de este nivel de tensión, desconociendo que la metodología de valoración de las inversiones de la base inicial de activos en el nivel de tensión es distinta, y por tanto, no emplea UC.

Considerando lo anterior, no se considera procedente atender la solicitud del OR.

Petición de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario, BRAE₀, por el cálculo de la variable CRIN_{j,n,1}

El OR fundamenta su solicitud de modificación de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos al inicio del período tarifario en lo siguiente:

1.1.3 CRIN

- *Se presenta diferencia de - \$624.348.000 en el CRIN_{j,3,3} dado que la CREG argumenta que ENERGÍA DE PEREIRA no adjuntó los conceptos UPME de las UC N4S8, de la Subestación PAVAS. Al respecto es preciso indicar que de acuerdo con el literal s) del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 19 de la Resolución CREG 085 de 2018, "los transformadores y las Bahías de Transformación distintas a los asociados con los transformadores de conexión al STN, se reconocen en el nivel de tensión del secundario del transformador o proporcionalmente a la potencia de cada uno de los devanados de baja cuando hay más de uno"; sobre este entendido, la UC N4S8 Bahía de Transformador, se considera que debería ser reconocido en el inventario de activos de Nivel de Tensión 3 y que no es requisito para ello contar con concepto UPME.*

Se resalta que dichos activos son esenciales para la operación y puesta en marcha de la Subestación, en consecuencia, deben ser reconocidos como tal por el Regulador.

- *Se presenta diferencia de - \$ 155.352.000 en el CRIN_{j,4,4} y -\$ 29.328.000 en el CRIN_{j,4,5}, dado que la CREG argumenta que ENERGÍA DE PEREIRA no adjuntó los conceptos UPME de las UC N4S45, N4EQ4, N4EQ7 y N4EQ3 de la Subestación PAVAS. De esta manera, según lo indican los considerandos de la Resolución CREG 016 de 2012, mediante Radicado S-2011-00,4232 la CREG solicitó a la UPME informar si bajo las condiciones actuales, el concepto emitido sobre la entrada en operación de la subestación PAVAS 115 kV se encontraba vigente o era necesario un nuevo análisis, frente a lo cual la UPME a través del RADICADO S-2012-000280, ratificó el concepto aprobatorio para esta Subestación. Por esta razón, se solicita a la CREG la remuneración de los activos mencionados y la revisión del criterio sobre la presentación de conceptos UPME sobre activos de subestaciones ya puestos en operación. Por otra parte, la UC N4S45 había sido aprobada inicialmente en el concepto UPME 6293 de 2005 bajo la UC de la Resolución CREG 082 de 2002 N4S37. Ver Anexo 3 Resolución CREG 016 de 2012 y Anexo 4 Concepto UPME 6293 de 2005.*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

- Se presenta diferencia de -\$ 3.559.207.752 en el CRINj,2,8 dado que la CREG argumenta que hay evidencia de mayor canalización que conductor en operación de la UC N2L66, y procede a eliminar 15,8 km de los 22,6 km solicitados. Al respecto, se reitera a la CREG la solicitud de reconocimiento de las longitudes completas de los cárcamos, dado que:
 - a) Fue observada su existencia en la auditoría efectuada en la semana del 22 al 24 de octubre de 2018.
 - b) Estos contienen redes de baja tensión.
 - c) Se encuentran disponibles para expansiones en media tensión en la zona centro de la ciudad.
 - d) Remuneran uso el de infraestructura de teleoperadores la cual sería descontada en la variable OI.
 - e) Finalmente, no existe UC en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2015 que describa canalizaciones con red de baja.
- Se presenta diferencia de -\$7.871.104.464 en el CRINj,1,11, dado que se reconocen 1099 transformadores de baja tensión de los 1811 solicitados, descontando 712 transformadores sustentado en la definición de los activos de nivel de tensión 1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en la cual no se remuneran los transformadores mayores a 15 kVA con un solo usuario, no obstante, en el archivo enviado por ENERGÍA DE PEREIRA el 19 de noviembre de 2019 "ANEXO 2. Formatos redes y transformadores de N1" la cantidad de transformadores que cumplen con esta condición son 581, por lo tanto, respetuosamente se solicita a la CREG el reconocimiento de **1230 transformadores de baja tensión** entrados en operación en el periodo 2008-2018. Ver Anexo 1. Alcance Auto de pruebas S- 2019-002075.
- Se presenta diferencia de -\$ 4.801.036.536 en el CRINj,1,12, dado que se reconocen 493 transformadores con redes de baja tensión de los 1276 solicitados, descontando 783 transformadores sustentado en la definición de activos de nivel de tensión 1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en la cual no se remuneran los transformadores mayores a 15 kVA con un solo usuario, sin embargo, la Resolución es explícita acerca de la remuneración de los transformadores menores a 15 kVA y se considera que las redes asociadas a estos deben ser tenidas en cuenta, para el caso de ENERGÍA DE PEREIRA serían 792 transformadores entrados en operación en el periodo 2008-2018. En el archivo enviado por Energía de Pereira el 19 de noviembre de 2019 "ANEXO 2. Formatos redes y transformadores de N1", es posible asociarlos. Ver Anexo 1. Alcance Auto de pruebas S-2019-002075.

Respecto al cálculo del valor de la inversión puesto en operación entre los años 2008 y diciembre de 2017, la empresa presenta cinco (5) reparos, frente a lo cual se señala lo siguiente:

1. En cuanto al reconocimiento de la Bahía de transformador configuración barra principal y transferencia, UC N4S8, se considera procedente la solicitud de la empresa, por cuanto la UC debe incorporarse como un activo en el nivel de tensión 3, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 015 de 2018, en cuyo caso no requiere concepto UPME.
2. Analizados los argumentos presentados por la empresa y lo señalado en el Documento CREG 005 de 2012, soporte de la Resolución CREG 016 de 2012, se considera procedente incluir en el inventario las UC N4S45, N4EQ3 y



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

N4EQ4 solicitadas por la empresa. En cuanto a la UC N4EQ7, esta no cuenta con concepto UPME.

3. Frente al reconocimiento de 15,6 km de UC N2L66, analizados los argumentos presentados por el OR, estos no refutan el hecho de que la cantidad de canalización es mayor que la de los conductores subterráneos, tal como anotó la Comisión en el archivo Inventario reconocido BRA_0 OR - EEP.xlsx, sino que, por el contrario, presenta elementos tales como que en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 no tiene UC de nivel 1, o que estas canalizaciones contienen redes de este nivel de tensión, desconociendo que la metodología de valoración de las inversiones de la base inicial de activos en el nivel de tensión es distinta y, por tanto, no emplea UC.

Teniendo en cuenta lo anterior, no se considera procedente la solicitud del OR.

4. En cuanto al reconocimiento de 1.230 transformadores de nivel de tensión 1 en vez de los 1.099 inicialmente considerados en el cálculo, la Comisión señala que la discrepancia corresponde a la diferencia de transformadores identificados por la Comisión en el SUI, 5.800, frente a lo reportado por la empresa, 5.931 transformadores, a diciembre de 2017.

La diferencia de 131 fue descontada de la cantidad de transformadores empleada para el cálculo de las inversiones. En la siguiente tabla se presenta el análisis realizado para los transformadores:

Clasificación transformador	A diciembre 2017	2018	Total
Uso	918	57	975
Conexión ≤ 15 kVA	249	6	255
Conexión > 15 kVA	562	19	581
Total	1.729	82	1.811

Los transformadores empleados resultan de la suma de 975 y 255, descontando la diferencia frente al SUI de 131, obteniendo 1.099.

Teniendo en cuenta lo anterior, no se considera procedente la solicitud del OR.

5. En cuanto a las redes de nivel de tensión 1 incluidas en el cálculo, a continuación se resumen las cantidades presentadas por el OR:

Clasificación redes baja tensión	A diciembre 2017	2018	Total
Uso	592	31	623
Conexión ≤ 15 kVA	186	1	187
Conexión > 15 kVA	453	13	466
Total	1.231	45	1.276

La cantidad de redes a reconocer corresponden a 623, descontando la diferencia frente al SUI de 131, obteniendo 492 redes. Como la Comisión incluyó inicialmente 493 redes, se procede a realizar el ajuste en los cálculos.

En cuanto al reconocimiento de las acometidas de los transformadores de conexión con una capacidad menor o igual a 15 kVA, se señala lo siguiente:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

- De acuerdo con la definición de las variables NTNj y NRNj del literal b. del numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, los transformadores y redes de conexión que atienden a un usuario se deben excluir de dichas variables y, por tanto, no hacen parte de la variable CRINj,1,1.
- En la definición de activos de nivel de tensión 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, se hace una excepción y se incluyen únicamente los transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA para ser remunerados en la base de activos, sin incluir en dicha excepción las redes de conexión asociadas con estos transformadores. Por tal razón, en la aprobación de ingresos se incluyeron los transformadores de conexión de esta condición, sin incluir las redes de conexión.

Tomando en cuenta lo anterior, no se considera procedente la solicitud del OR.

Petición de modificación de la inversión aprobada en el plan de inversiones, INVA_{j,n,l,t}

El OR fundamenta su solicitud de modificación del valor de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones en lo siguiente:

2. INVA

- *En la categoría 12 de nivel de tensión 1 del año 2020 al año 2023 se aprueban las UC N1L54, N1L55, N1L57, N1L121, N1L122, N1L137 N1L138, N1L141, N1L143, N1L154, sin tener en cuenta el número de fases, dado que en el formato 5 de la Circular 29 de 2018, reportado por ENERGÍA DE PEREIRA el 17 de septiembre de 2018 (Ver Anexo S Cargue CREG), la CREG no había creado el campo para reportarlas en la plataforma. Posterior a la fecha de cargue la CREG modificó el formato y no exigió a los operadores que habían cargado en el plazo inicialmente otorgado, actualizar la información conforme al formato nuevo, por lo tanto, se observa que solo se consideró el valor unitario de la Unidad Constructiva. De esta manera, respetuosamente se solicita a la CREG reconocer la UC para redes de tres o cuatro hilos. Ver Anexo 6 INVA 12.*
- *En la categoría 6 de nivel de tensión 0 las UC NOP13 Casa de Control Cualquier nivel de tensión (\$/m²), asociadas a la construcción de las Subestaciones Altagracia y Cerritos, no se reconocen las áreas las solicitadas de 418,75m² y 391,25 m² respectivamente. Respetuosamente se solicita a la Comisión de Regulación tener en cuenta el reconocimiento de estas áreas, dado que no se observa argumento del Regulador en el documento CREG 115 que sustente su no remuneración.*
- *En la categoría 6 de nivel de tensión 0 las UC NOP13 Casa de Control Cualquier nivel de tensión (\$/m²), asociadas a las Subestaciones Naranjito y Cuba, se reconocen áreas de 86,25 y 82,5 en Naranjito y 86,25 en Cuba, las cuales son menores a las presentadas en el pliego (100 m²) por parte de ENERGÍA DE PEREIRA. Respetuosamente se solicita al Regulador reconsiderar la aprobación de estas áreas, toda vez que no se observa argumento alguno sobre su "ajuste en el documento CREG 115.*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

- *De acuerdo con el literal s) del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 19 de la Resolución CREG 085 de la misma vigencia, definen que “los transformadores y las Bahías de Transformación distintas a los asociados con los transformadores de conexión al STN, se reconocen en el nivel de tensión del secundario del transformador o proporcionalmente a la potencia de cada uno de los devanados de baja cuando hay más de uno, de esta manera, se observa que en el archivo “inventarios reconocido INVA OR-EEP”, los transformadores y bahías de transformación de nivel de tensión 3 se encontrarían mal clasificadas en el lado primario del transformador, por lo tanto, respetuosamente se solicita a la CREG revisar y reclasificar las UC's correspondientes.*

Respecto al cálculo del valor de la inversión puesto en operación entre los años 2008 y diciembre de 2017, la empresa presenta cuatro (4) reparos. frente a lo cual se señala lo siguiente:

1. En cuanto al reconocimiento de redes de baja tensión, los formatos de reporte de nivel de tensión 1 nunca consideraron el número de fases, por cuanto las UC están definidas en km por fase, considerando que las empresas pueden reponer una o dos fases en una red trifásica. Los cambios de formatos que señala la empresa se realizaron para el reporte de líneas de niveles de tensión 2 y 3. En todo caso, la Comisión accede a la modificación de la cantidad de UC de redes de nivel de tensión 1.
2. En cuanto al reconocimiento de las áreas de casas de control de las subestaciones Altagracia, Cerritos, Naranjito y Cuba, la Comisión procedió a revisar el cálculo, encontrando diferencias debido al número de celdas o área general incluida en el cálculo, por lo que se considera procedente la solicitud del OR.
3. Frente a la asignación entre niveles de tensión de las transformadores y bahías asociadas, la Comisión procedió a revisar la asignación, y encontró que la de los transformadores se realizó adecuadamente, y que la de las bahías no tuvo en cuenta el transformador asociado, debido a que la empresa cambio el nombre de la columna del formato de reporte. En consecuencia, se considera procedente la solicitud del OR para la modificación de la asignación entre niveles de las bahías incluidas en el inventario.

Petición de modificación de los indicadores de referencia de calidad media, SAIDI_R y SAIFI_R.

El OR fundamenta su solicitud de modificación del valor de los indicadores de calidad media, en lo siguiente:

... 5 CALIDAD DEL SERVICIO

5.1 Índices de Referencia SAIDI_R y SAIFI_R

En este aspecto la Regulación prevé la estimación de unos índices de referencia, aplicando la siguiente metodología, establecida en el numeral 5.2.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual menciona lo siguiente:



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

"Los indicadores de referencia, SAIDI_Rj y SAIFI_Rj, y los indicadores de calidad mínima garantizada, DIUGj,n,q y FIUGj,n,q serán calculados y definidos en la Resolución de aprobación de cargos que expida la CREG, a partir de la información contenida en los reportes diarios y trimestrales hechos por el OR j, durante 2016, al sistema denominado "índices de calidad SDL, INDICA", considerando las exclusiones que allí se reportaron, pero excluyendo adicionalmente la duración y frecuencia de los eventos con duración menor o igual a tres (3) minutos. La información de vinculación de los usuarios a las redes de distribución será obtenida del SUI."

De esta manera, una vez revisados los índices de calidad de referencia presentados por la Comisión de Regulación en la Resolución CREG 178 de 2019, SAIDI_R y SAIFI_R, se encuentran diferencias sustanciales en los resultados expuestos, frente a la aplicación de la metodología propuesta en el numeral 5.2.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual fue aplicada de manera exegética por la ENERGÍA DE PEREIRA para determinar las metas de referencia a tener en cuenta en el seguimiento de nuestros indicadores estratégicos, donde se evidencia que la CREG no tuvo en cuenta las exclusiones reportadas en 2016 para el cálculo del indicador como lo indica el citado numeral "(...)" considerando las exclusiones que allí se reportaron (...)". Por esta razón, comedidamente se invita al Regulador a revisar los cálculos para la determinación de los índices de referencia.

Por otra parte, nuevamente se solicita de manera respetuosa a la CREG tener en cuenta en las exclusiones de los indicadores de calidad media, las suspensiones programadas asociadas a la ejecución del plan de inversiones aprobado, toda vez que según el artículo 1391 de la Ley 142 y el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, los eventos programados, mantenimientos, reparaciones u obras programadas no se deben considerar falla en la prestación del servicio. Con base en lo anterior, se reitera el cálculo realizado por la EEP de los índices de referencia SAIDI_R y SAIFI_R, enviados en el pliego expediente 2018-156:...

Frente a la solicitud de revisión de la empresa, la Comisión encuentra que en el Documento CREG 115 de 2019 se señala, de manera específica y acorde con lo establecido en numeral 5.1 del capítulo 5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, el procedimiento seguido para la revisión de información y cálculo de los indicadores. En el literal b) del numeral 2.5.6.1 del mencionado documento CREG se indica:

b) La información de eventos del OR se cruza con el reporte "ANALISISEVENTOS" y con la tabla "CAUSAEVENTO" con el fin de identificar las causas excluibles del cálculo, y los reportes eliminados. Debe tenerse en cuenta que se excluyen los eventos mayores a 3 minutos y se incluyen únicamente las causas 1 y 2, denominadas "interrupciones programadas no excluibles" e "interrupciones no programadas no excluibles".

Por otro lado, en el numeral 5.2.5 del capítulo 5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 se establece:

5.2.5 Indicadores de referencia y de calidad mínima garantizada

Los indicadores de referencia, SAIDI_Rj y SAIFI_Rj, y los indicadores de calidad mínima garantizada, DIUGj,n,q y FIUGj,n,q serán calculados y definidos en la resolución de aprobación de cargos que expida la CREG, a partir de la información contenida en los reportes diarios y trimestrales hechos por el OR j, durante el año 2016, al sistema denominado "índices de calidad SDL, INDICA", considerando las exclusiones que allí se reportaron, pero excluyendo adicionalmente la duración y frecuencia de los eventos con duración menor o igual a tres (3) minutos. La información de vinculación de los usuarios a las redes de distribución será obtenida del SUI.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Subrayado fuera de texto

De acuerdo con lo anterior, la Comisión sí consideró en el cálculo de los indicadores las exclusiones, es decir, las tuvo en cuenta en el análisis de los reportes realizados por el OR en INDICA, e incluyó en el cálculo únicamente aquellos eventos cuyas causas fueran clasificables como no excluyentes, las cuales corresponden a las denominadas como “interrupciones programadas no excluyentes” e “interrupciones no programadas no excluyentes”.

En cuanto a la solicitud de excluir del cálculo de los indicadores de referencia las suspensiones programadas asociadas a la ejecución del plan de inversiones aprobado, la Comisión considera que este tema fue discutido durante las múltiples consultas que llevaron a la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, y no hace parte del proceso de aprobación de ingresos.

Considerando lo señalado anteriormente, la Comisión no considera procedente la solicitud de la empresa.

Petición de modificación de los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos, DIUGj,n,q y FIUGj,n,q

El OR fundamenta su solicitud de modificación del valor de los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos, en lo siguiente:

...5.2 DIUG Y FIUG

Respecto a los índices de duración y frecuencia por grupo de calidad; se observa que la Comisión de Regulación definió en la Resolución CREG 178 de 2019, un solo indicador por municipio, sin tener en cuenta lo mencionado en el numeral 5.2.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual establece: (...) Los grupos de calidad identifican zonas geográficas cuya unidad mínima es el área urbana o rural de un municipio; estas zonas comparten características similares en términos del nivel de ruralidad y del riesgo de falla que podrían tener los circuitos eléctricos allí ubicados debido a la presencia de factores físicos externos.

El nivel de ruralidad se define clasificando los municipios en función del número total de sus habitantes según lo establezca el último censo oficial del DANE. Para este efecto se adoptan tres niveles de ruralidad: zona urbana de los municipios con una población total igual o superior a 100.000 habitantes, zona urbana de los municipios con una población total menor a 100.000 habitantes y zona rural de todos los municipios. La zona rural corresponderá estrictamente con las zonas que en cumplimiento del artículo 30 de la Ley 388 de 1997 hayan sido clasificadas como zonas rurales en el plan de ordenamiento territorial (POT) vigente de cada municipio. (...)"

De acuerdo con lo anterior, el municipio de Pereira tiene delimitado en el POT (Acuerdo municipal 035 del año 2016) su área rural y urbana, áreas en las cuales ENERGÍA DE PEREIRA presta el servicio de Distribución con una cobertura del 100%, razón por la cual deberían existir dos grupos de calidad definidos para este territorio. De igual manera, se deben establecer grupos de calidad urbano y rural para los restantes municipios en los cuales se presta el servicio por parte de ENERGÍA DE PEREIRA ya que, de forma similar, cuentan con un POT aprobado por los concejos municipales respectivos. Ver Anexo 7 POT Pereira.

Otros municipios en los cuales presta el servicio ENERGÍA DE PEREIRA en los Departamentos de Risaralda (Dosquebradas, La Virginia, Balboa, Santa Rosa, Marsella), Quindío (Filandia) y Valle del Cauca (Alcalá).

JM

JZ

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Frente a la solicitud de la empresa, y revisado lo establecido en la Resolución CREG 178 de 2019, se encuentra que en los artículos 12 y 13 se establecen indicadores de calidad individual de duración y frecuencia aplicables a usuarios ubicados en la parte urbana de los municipios, considerados dentro de las ruralidades 1 y 2, y usuarios ubicados en la parte rural de los municipios, considerados dentro de la ruralidad 3. Estos indicadores fueron calculados considerando lo establecido en el numeral 5.4.2.1 del capítulo 5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, que establece:

Cada grupo de calidad es identificado mediante el nombre grupo xy, en donde la variable x representa el nivel de ruralidad IR y la variable y representa el nivel de riesgo IRF, según se indica a continuación:

Tabla 6 Grupos de calidad

NIVEL DE RIESGO	NIVEL DE RURALIDAD		
	IR=1	IR=2	IR=3
	≥ 100.000 habitantes	<100.000 habitantes	Zona rural
BAJO	11	21	31
MEDIO	12	22	32
ALTO	13	23	33

Cada municipio del SIN se clasifica dentro de un grupo de calidad, de acuerdo con el IRF que le corresponda según se establece en el capítulo 16 y el IR correspondiente al número de habitantes.

Los transformadores pertenecerán al grupo de calidad al cual pertenece el municipio, o la zona del municipio, en el cual se encuentren ubicados y los usuarios al grupo de calidad del transformador al que se encuentren conectados, independientemente de si el transformador es un activo de uso o un activo de conexión.

Así mismo, en el capítulo 16 de la citada resolución se establecen como índices de riesgo para los municipios mencionados en la comunicación de la empresa los siguientes:

CÓDIGO DANE	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	IRF
66001	Risaralda	Pereira	41,61
66170	Risaralda	Dosquebradas	45,55
66400	Risaralda	La Virginia	41,61
66075	Risaralda	Balboa	38,97
66682	Risaralda	Santa Rosa de Cabal	38,93
66440	Risaralda	Marsella	45,24
63272	Quindío	Filandia	27,02
76020	Valle del Cauca	Alcalá	29,07

De acuerdo con lo anterior, en el caso del nivel de tensión 1, no se encuentra procedente la solicitud de la empresa por cuanto para estos municipios, clasificables en los niveles de riesgo 2 o 3 y en los niveles de ruralidad 1, 2 o 3, según la zona urbana o rural del municipio, son aplicables los indicadores de calidad individual $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, determinados en los artículos 12 y 13 de la resolución recurrida.

Ahora, en el caso de los niveles de tensión 2 y 3, tampoco se encuentra procedente la solicitud, dado que los valores son determinados nuevamente para riesgos 2 y 3 y nivel de ruralidad 1 y 3.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Petición de revisión del cálculo del valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento

El OR fundamenta su solicitud de modificación del valor de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones, en lo siguiente:

6 AOM

Al revisar el comportamiento de los Ingresos acumulados de AOM, de acuerdo con el archivo "Cálculo Ingreso D EEP", se observa un comportamiento a la baja atípico a partir del año tres, pasando de un valor de AOM estimado del año dos de \$ 9.212 millones a \$ 8.939 millones en el año tres para establecerse en el año cinco de \$ 8.706 millones. Al analizar las causas de esta tendencia, se advierte que el cálculo del BRAEN_RP no tiene en cuenta la BRAEN total, con un factor RPP=0, si no sólo la BRAEN asociada a los tipos de inversión I y III, lo que según entiende Energía de Pereira estaría en contradicción a lo dispuesto en el artículo 9 de la Resolución CREG 085 de 2018, la cual reza:

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1. Se calcula en forma similar a la variable BRAEN_{j,n,t-1}, definida en el numeral 3.1.1.2 pero tomando RPP=0 para todas la UC incluidas en su cálculo.

Debido a que el valor acumulado de las Inversiones puestas en operación VACNI han de remunerar el porcentaje de AOM para el sostenimiento de la infraestructura nueva, exceptuando las reposiciones, toda vez que los activos asociados a estas ya habrían sido reconocidas durante el periodo tarifario anterior y se encontrarían implícitamente en el ingreso anual de AOM.

Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
Total ingresos anuales asociados con AOM	\$ 9.263	\$ 9.212	\$ 8.939	\$ 8.767	\$ 8.706

Tabla 9. Ingresos Anuales de AOM. Fuente archivo "Calculo Ingresos D EEP"

Así pues, respetuosamente se solicita al regulador revisar los cálculos de esta variable.

Respecto a su solicitud, en el numeral 4 del Documento D115 de 2018, soporte de la Resolución CREG 178 de 2019, se menciona, respecto del archivo *Calculo ingresos D EEP.xlsx*, lo siguiente:

4. PROPUESTA DE VARIABLES A APROBAR

En el archivo Calculo ingresos D EEP.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.

De acuerdo con lo anterior, y dado que las estimaciones de los cálculos del AOM por nuevos activos no corresponden a una variable o valor que haya sido

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

aprobado por la Comisión en la Resolución CREG 178 de 2019, no se considera procedente la solicitud de la empresa.

En los temas en los que, del análisis realizado, se deduce que debe modificarse la Resolución CREG 178 de 2019, se realizan los ajustes pertinentes.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 984 del 12 de marzo de 2020, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 178 de 2019. El artículo 2 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

“Artículo 2. Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario. La base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario, $BRAE_{j,n,0}$, es el siguiente:

Tabla 1 Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	28.951.596.644
$BRAE_{j,3,0}$	61.095.947.493
$BRAE_{j,2,0}$	147.196.263.257
$BRAE_{j,1,0}$	99.711.519.551

Parágrafo: En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018, y el artículo 50 de la Resolución CREG 036 de 2019, conforme con la solicitud de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., el valor de los activos puestos en operación en el 2018 fue incluido en la base regulatoria inicial de activos.”

Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 178 de 2019. El artículo 3 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

Artículo 3. Inversión aprobada en el plan de inversiones. El valor de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones, $INVA_{j,n,l,t}$, para cada nivel de tensión, es el siguiente:

Tabla 2 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	0	0	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	325.997.316	182.471.949	162.175.942	0	0
$l = 4$	0	0	0	0	0
$l = 5$	203.292.000	0	101.646.000	0	0
$l = 6$	0	0	0	70.245.000	0
$l = 7$	0	0	0	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	778.051.359	1.043.675.712	0	135.857.667	226.074.667

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Tabla 3 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	0	2.185.129.000	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.273.699.499	43.004.145	665.664.768	2.924.709.000	2.914.616.000
$l = 4$	0	0	0	0	0
$l = 5$	0	0	0	154.647.000	119.199.000
$l = 6$	0	0	0	634.819.000	765.274.000
$l = 7$	815.925.600	115.965.000	94.173.000	3.790.301.120	2.040.252.532
$l = 8$	179.738.990	50.350.320	64.380.000	114.256.390	93.757.790
$l = 9$	52.221.000	23.387.000	20.001.000	181.638.000	90.770.619
$l = 10$	778.051.359	1.043.675.712	0	135.857.667	226.074.667

Tabla 4 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	0	0	3.336.136.500	765.804.000	2.891.223.000
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	250.822.000	201.198.000	379.123.185	704.193.000	1.357.411.000
$l = 4$	0	0	0	0	0
$l = 5$	403.800.000	504.041.000	285.074.000	324.584.000	463.353.000
$l = 6$	0	0	342.440.000	256.830.000	428.050.000
$l = 7$	5.068.082.728	5.358.362.498	4.671.210.854	5.742.846.870	4.505.201.730
$l = 8$	1.118.964.942	2.305.801.857	1.408.522.670	1.543.679.470	1.993.845.790
$l = 9$	758.672.000	1.028.321.000	819.800.000	1.000.528.000	792.260.000
$l = 10$	778.051.359	1.043.675.712	0	135.857.667	226.074.667

Tabla 5 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 11$	776.447.000	1.219.822.000	828.082.000	1.012.437.000	1.263.860.000
$l = 12$	663.292.300	2.788.361.193	2.498.658.797	2.383.475.660	2.868.545.253

Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 178 de 2019. El artículo 4 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

“Artículo 4. Recuperación de capital de activos de la BRA inicial. El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos, $RCBIA_{j,n,1}$, del año 1, para cada nivel de tensión, es el siguiente:

Tabla 6 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	1.108.406.740
$RCBIA_{j,3,1}$	2.248.355.758

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,2,1}$	4.578.005.188
$RCBIA_{j,1,1}$	5.151.976.852

Artículo 4. Modificar el artículo 6 de la Resolución CREG 178 de 2019. El artículo 6 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

Artículo 6. Base regulatoria de terrenos. El valor de la base regulatoria de terrenos, $BRT_{j,n,1}$, del año 1, para los niveles de tensión 4, 3 y 2, es el siguiente:

Tabla 8 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	9.909.093
$BRT_{j,3,1}$	20.145.668
$BRT_{j,2,1}$	10.924.101

Artículo 5. Modificar el artículo 7 de la Resolución CREG 178 de 2019. El Artículo 7 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

“Artículo 7. AOM base por nivel de tensión. El valor del AOM base para cada nivel de tensión, $AOMbase_{j,n}$, es el siguiente:

Tabla 9 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	776.850.899
$AOMbase_{j,3}$	1.639.372.166
$AOMbase_{j,2}$	3.949.680.247
$AOMbase_{j,1}$	2.675.534.083

Artículo 6. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 178 de 2019. El artículo 15 de la Resolución CREG 178 de 2019 quedará así:

“Artículo 15. Costos de reposición de referencia. El costo de reposición de referencia, CRR_j , y los costos de reposición de referencia por nivel de tensión, $Crr_{j,n}$, son los siguientes:

Tabla 19 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	360.137.398.312
$Crr_{j,4}$	29.961.187.823
$Crr_{j,3}$	63.109.927.257
$Crr_{j,2}$	153.908.535.938
$Crr_{j,1}$	113.157.747.295

HV

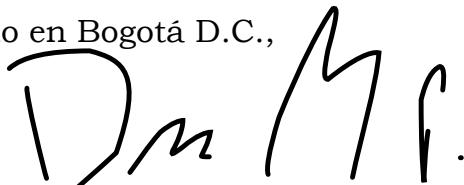
JZ

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019

Artículo 7. La presente resolución deberá notificarse al representante legal de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. Contra lo aquí dispuesto no procede recurso alguno, por haber finalizado la actuación administrativa correspondiente a la presentación de recursos previsto en la Ley.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C.,



DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Energía Delegado
de la Ministra de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo