



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 019 DE 2020

(26 FEB 2020)

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

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 y 036 y 199 de 2019.

Por medio de las resoluciones CREG 015 de 2019 y 007 de 2020 se modificaron las tasas de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica aprobadas en la Resolución CREG 016 de 2018.

Empresas Municipales de Cartago E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2018-009181 del 10 de septiembre de 2018, solicitó la aprobación de los ingresos asociados con el sistema de distribución local que opera.

Mediante Auto del 26 de septiembre de 2018 se dio inicio a la actuación administrativa, asignada al expediente 2018-0165, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes.

En el documento 011 de 2020 se encuentra el soporte de esta resolución, el cual incluye, entre otros, 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 que se aprueban en la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 981 del 26 de febrero de 2020, acordó expedir esta resolución.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

RESUELVE:

Artículo 1. Ámbito de aplicación. En esta resolución se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P., en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

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 periodo tarifario.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,3,0}$	8.882.492.144
$BRAE_{j,2,0}$	28.716.067.575
$BRAE_{j,1,0}$	22.349.338.726

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, el valor de los activos puestos en operación en el 2018, se encuentran incluidos en la variable $BRAE_{j,n,0}$.

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 3, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	0	0	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	1.100.399.000	260.919.000	521.997.000	578.720.000
$l = 4$	0	177.804.000	88.902.000	177.804.000	88.902.000
$l = 5$	0	0	0	0	0
$l = 6$	0	449.471.000	39.037.000	39.037.000	0
$l = 7$	111.221.380	253.522.400	284.997.680	518.602.660	407.073.350
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	3.073.000	5.613.000	0	5.613.000	0
$l = 10$	2.542.724.500	0	0	0	0

Tabla 3 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	0	1.083.150.000	541.575.000	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	402.396.000	402.396.000	0	0
$l = 4$	307.456.000	153.728.000	115.296.000	0	0
$l = 5$	0	0	0	0	0
$l = 6$	0	382.953.000	256.830.000	0	0
$l = 7$	179.899.522	17.480.412	16.725.264	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 9$	226.995.000	150.708.000	2.520.000	0	0
$l = 10$	2.542.724.500	0	0	0	0

Tabla 4 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	0	0	876.412.000	538.184.000	0
$l = 12$	146.859.167	0	0	0	0

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 5 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,3,1}$	340.082.343
$RCBIA_{j,2,1}$	914.114.179
$RCBIA_{j,1,1}$	1.383.325.070

Artículo 5. Recuperación de capital de activos nuevos. El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos que entraron en operación en el primer año, $RCNA_{j,n,1}$, es el siguiente:

Tabla 6 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,3,1}$	261.968.473
$RCNA_{j,2,1}$	301.411.416
$RCNA_{j,1,1}$	4.279.896

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 7 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,3,1}$	10.502.393
$BRT_{j,2,1}$	12.204.384

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 8 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,3}$	599.972.835
$AOMbase_{j,2}$	1.939.642.635
$AOMbase_{j,1}$	1.509.598.420

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

Artículo 8. Factor ambiental para las nuevas inversiones. El valor del factor ambiental para las nuevas inversiones, $fAMB_j$, es el siguiente:

Tabla 9 Factor ambiental para nuevas inversiones

Variable	Valor
$fAMB_j$	1,000

Artículo 9. Indicadores de referencia de calidad media. Los indicadores de referencia de la calidad media $SAIDI_{R_j}$ y $SAIFI_{R_j}$, son los siguientes:

Tabla 10 Indicadores de referencia de calidad media

Variable	Unidad	Valor
$SAIDI_{R_j}$	Horas	14,897
$SAIFI_{R_j}$	Veces	12,687

Artículo 10. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, $SAIDI_{M_{j,t}}$, son las siguientes:

Tabla 11 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año del periodo tarifario	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	13,705	13,637	13,774
$t=2$	12,609	12,546	12,672
$t=3$	11,600	11,542	11,658
$t=4$	10,672	10,619	10,725
$t=5$	9,818	9,769	9,867

Artículo 11. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, $SAIFI_{M_{j,t}}$, son las siguientes:

Tabla 12 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año del periodo tarifario	$SAIFI_{M_{j,t}}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	11,672	11,614	11,730
$t=2$	10,738	10,685	10,792
$t=3$	9,879	9,830	9,929
$t=4$	9,089	9,043	9,134
$t=5$	9,000	8,955	9,045

Artículo 12. Indicadores de calidad individual de duración de eventos. La duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, $DIUG_{j,n,q}$, en los niveles de tensión 2, 3 y 1, es la siguiente:

Tabla 13 DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	14,42	-	35,71
Riesgo 3	-	-	-

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

Tabla 14 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	27,14	-	68,23
Riesgo 3	-	-	-

Artículo 13. Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos. La frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, $FIUG_{j,n,q}$, en los niveles de tensión 2, 3 y 1, es la siguiente:

Tabla 15 FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	15	-	19
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 16 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	19	-	35
Riesgo 3	-	-	-

Artículo 14. Índices de referencia pérdidas eficientes. Los índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$, en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

Tabla 17 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	1,07%
$Pe_{j,2}$	1,32%
$Pe_{j,1}$	7,27%

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 18 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	66.324.381.352
$Crr_{j,3}$	9.379.789.927
$Crr_{j,2}$	29.982.765.520
$Crr_{j,1}$	26.961.825.905

Artículo 16. Costo anual del plan de gestión de pérdidas. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j , es el siguiente:

Tabla 19 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	424.187.765

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.

Artículo 17. Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC. El costo de las inversiones en activos que no son clasificables como unidades constructivas, $INVNUC_j$, es el siguiente:

Tabla 20 Costo anual de inversiones en activos no clasificables como UC

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$INVNUC_j$	1.522.000.000

Artículo 18. Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR. El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otros OR en los niveles de tensión 3 y 2, $O_{j,n}$, es el siguiente:


Tabla 21 Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$O_{j,3}$	0
$O_{j,2}$	0

Artículo 19. La presente Resolución deberá notificarse a Empresas Municipales de Cartago E.S.P. y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra lo dispuesto en este acto procede el recurso de reposición, el cual se podrá interponer ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., 26 FEB 2020



DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía, delegado de la
Ministra de Minas y Energía
Presidente



JORGE VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

dm

JZM
AK