



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 140 DE 2019

(18 OCT. 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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. 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 de 2019.

Por medio de la Resolución CREG 015 de 2019 se modificó la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018.

Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E 2018-009418 del 17 de septiembre de 2018, solicitó la aprobación de los ingresos asociados con el sistema de transmisión regional y 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 2018-0163, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes.

En el documento 097 de 2019 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.

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 953 del 18 de octubre de 2019, acordó expedir esta resolución.

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

Artículo 2. Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario. La base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo 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
$BRAE_{j,4,0}$	182.862.691.781
$BRAE_{j,3,0}$	97.359.700.844
$BRAE_{j,2,0}$	318.810.957.738
$BRAE_{j,1,0}$	208.873.464.176

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
$l = 3$	558.336.000	518.134.000	3.727.883.822	882.555.390	10.604.567.048
$l = 4$	23.943.000	23.943.000	71.829.000	0	0
$l = 5$	33.882.000	101.646.000	169.410.000	0	0
$l = 6$	176.746.000	0	0	0	634.616.110
$l = 7$	0	0	0	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	0	0	0	0	0

Tabla 3 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	1.149.617.500	7.452.612.000	2.082.437.291	2.082.437.291
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.827.546.000	1.546.797.000	4.172.883.150	1.205.783.976	725.652.000
$l = 4$	266.706.000	201.747.000	1.316.457.000	355.608.000	88.902.000

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,1,1}$	$INVA_{j,3,1,2}$	$INVA_{j,3,1,3}$	$INVA_{j,3,1,4}$	$INVA_{j,3,1,5}$
$l = 5$	8.636.000	25.908.000	43.180.000	0	0
$l = 6$	189.771.000	374.130.000	302.298.000	0	0
$l = 7$	2.388.332.500	9.541.963.350	832.462.700	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	486.192.000	0	0	0	182.322.000
$l = 10$	0	0	0	0	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,1,1}$	$INVA_{j,2,1,2}$	$INVA_{j,2,1,3}$	$INVA_{j,2,1,4}$	$INVA_{j,2,1,5}$
$l = 1$	0	0	0	1.794.598.000	1.639.241.500
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.594.012.000	1.009.236.000	1.985.782.000	491.866.560	1.336.493.000
$l = 4$	62.375.000	143.658.000	47.886.000	0	38.432.000
$l = 5$	0	0	0	0	0
$l = 6$	199.144.000	199.144.000	334.540.000	0	0
$l = 7$	9.607.081.582	8.524.517.790	2.449.626.420	0	7.862.736.000
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	813.292.000	914.632.000	537.802.000	0	3.233.888.000
$l = 10$	0	0	0	0	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,1,1}$	$INVA_{j,1,1,2}$	$INVA_{j,1,1,3}$	$INVA_{j,1,1,4}$	$INVA_{j,1,1,5}$
$l = 11$	1.117.209.000	1.874.332.000	2.108.234.000	0	0
$l = 12$	2.487.621.244	4.687.250.014	4.662.896.603	0	0

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, es el siguiente:

Tabla 6 Valor de los activos del nivel de tensión 4, 3 y 2 puestos en operación en el 2018

Categoría de activos l	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2
$l = 1$	0	4.348.881.000	9.202.929.844
$l = 2$	0	0	0
$l = 3$	11.429.313.537	6.494.031.000	2.117.448.000
$l = 4$	1.061.334.394	454.917.000	377.559.000
$l = 5$	1.400.904.032	301.308.000	150.417.000
$l = 6$	7.140.113.128	959.317.000	619.294.000
$l = 7$	0	38.575.272.914	487.170.350
$l = 8$	0	0	0
$l = 9$	0	0	0
$l = 10$	274.861.333	274.861.333	274.861.333

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:

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

Tabla 7 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	5.554.306.691
$RCBIA_{j,3,1}$	3.244.159.040
$RCBIA_{j,2,1}$	9.598.305.828
$RCBIA_{j,1,1}$	8.074.768.292

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 8 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	695.751.079
$RCNA_{j,3,1}$	1.448.650.811
$RCNA_{j,2,1}$	724.710.881
$RCNA_{j,1,1}$	118.078.518

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 9 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	609.286.227
$BRT_{j,3,1}$	303.330.435
$BRT_{j,2,1}$	6.046.069

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 10 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	6.739.861.451
$AOMbase_{j,3}$	3.588.435.061
$AOMbase_{j,2}$	11.750.574.506
$AOMbase_{j,1}$	7.698.553.464

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

Tabla 11 Factor ambiental para nuevas inversiones

Variable	Valor
$fAMB_j$	1,019

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

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

Tabla 12 Indicadores de referencia de calidad media

Variable	Unidad	Valor
$SAIDI_{Rj}$	Horas	90,551
$SAIFI_{Rj}$	Veces	40,272

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, $SAIDI_{Mj,t}$, son las siguientes:

Tabla 13 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año del periodo tarifario	$SAIDI_{Mj,t}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	83,307	82,890	83,723
$t=2$	76,642	76,259	77,025
$t=3$	70,511	70,158	70,863
$t=4$	64,870	64,546	65,194
$t=5$	59,680	59,382	59,979

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, $SAIFI_{Mj,t}$, son las siguientes:

Tabla 14 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año del periodo tarifario	$SAIFI_{Mj,t}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	37,050	36,865	37,235
$t=2$	34,086	33,916	34,256
$t=3$	31,359	31,202	31,516
$t=4$	28,850	28,706	28,995
$t=5$	26,542	26,410	26,675

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 15 DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	16,22	47,70	77,19
Riesgo 2	-	-	-
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 16 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	63,19	115,59	157,25
Riesgo 2	-	164,04	164,20
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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

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 17 FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	15	16	53
Riesgo 2	-	-	-
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 18 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	32	60	63
Riesgo 2	-	69	70
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 19 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	0,81%
$Pe_{j,2}$	1,74%
$Pe_{j,1}$	9,39%

Artículo 15. Factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 en el año 1. El factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 en el año 1, $FPI_{j,1}$, aplicable al plan de reducción de pérdidas aprobado, es el siguiente:

Tabla 20 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$FPI_{j,1}$	9,39%

Artículo 16. 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 21 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	837.206.845.188
$Crr_{j,4}$	184.545.709.199
$Crr_{j,3}$	99.702.971.057
$Crr_{j,2}$	336.636.972.089
$Crr_{j,1}$	216.321.192.843

Artículo 17. Costo anual del plan de gestión de pérdidas. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j , es el siguiente:

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 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

Tabla 21 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	2.644.569.634

Artículo 18. 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 22 Costo anual de inversiones en activos no clasificables como UC

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$INVNUC_j$	12.178.973.258

Artículo 19. 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:

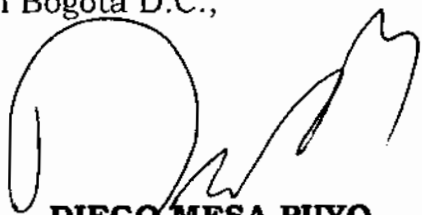
Tabla 23 Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR

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

Artículo 20. La presente Resolución deberá notificarse a Centrales Eléctricas de Nariño S.A. 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.

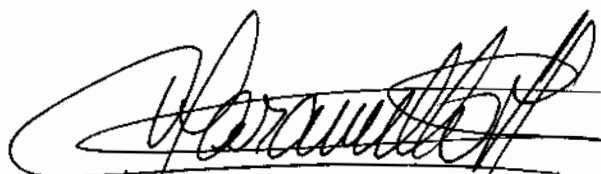
NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., 18 OCT. 2013



DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Energía, delegado de la
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo