



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 104 DE 2019

(02 SET. 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 del Norte de Santander 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 del Norte de Santander S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2018-007900 del 8 de agosto 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 4 de septiembre de 2018 se dio inicio a la actuación administrativa, asignada al expediente 2018-0135, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes.

En el documento 068 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.

20/11

JZM

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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 941 del 2 de septiembre 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 del Norte de Santander 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
$BRAE_{j,4,0}$	232.513.710.181
$BRAE_{j,3,0}$	125.415.208.254
$BRAE_{j,2,0}$	631.455.598.024
$BRAE_{j,1,0}$	338.832.553.172

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	2.969.039.000	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	3.312.686.167	3.827.677.843	135.863.001	2.839.877.498	558.336.000
$l = 4$	631.784.000	1.574.064.672	0	1.628.441.000	1.247.929.000
$l = 5$	203.292.000	304.938.000	0	460.977.000	0
$l = 6$	0	0	0	1.314.687.000	212.892.000
$l = 7$	42.360.791.493	20.724.488.156	0	11.507.144.768	11.378.108.975
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	56.518.667	28.259.333	28.259.333	56.518.667	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	0	0	2.484.204.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.185.284.586	2.112.174.842	1.388.412.338	3.396.670.092	813.455.892
$l = 4$	405.636.000	832.002.000	229.974.000	967.275.000	711.216.000

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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 5$	88.620.000	38.019.000	134.352.000	35.448.000	0
$l = 6$	510.009.000	336.241.000	451.497.000	326.151.000	0
$l = 7$	8.435.647.645	1.638.627.872	1.467.418.631	9.728.214.660	158.458.000
$l = 8$	424.356.100	0	0	0	0
$l = 9$	733.434.000	69.456.000	575.346.000	64.914.000	2.760.000
$l = 10$	56.518.667	28.259.333	28.259.333	56.518.667	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	1.860.988.000	1.663.888.500	4.156.125.000	1.232.187.500	102.211.500
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.314.224.000	1.045.241.000	536.123.000	1.381.948.444	764.095.000
$l = 4$	2.094.025.000	1.935.874.000	2.063.196.000	2.332.580.904	2.161.821.000
$l = 5$	114.399.000	59.553.000	2.046.015.000	1.935.027.000	1.316.304.000
$l = 6$	344.146.000	214.878.000	163.466.000	129.268.000	0
$l = 7$	27.159.221.093	24.713.218.174	23.060.405.022	18.761.556.100	18.043.226.900
$l = 8$	24.106.967	70.043.100	56.034.480	22.776.072	0
$l = 9$	7.997.781.000	2.136.604.000	2.999.021.000	2.112.635.000	1.584.090.000
$l = 10$	56.518.667	28.259.333	28.259.333	56.518.667	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	7.074.081.000	5.980.959.000	6.996.229.000	5.523.200.000	5.784.703.000
$l = 12$	7.892.286.779	9.162.422.831	10.453.541.401	10.518.131.508	10.863.343.621

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
$RCBIA_{j,4,1}$	7.561.039.150
$RCBIA_{j,3,1}$	4.242.477.416
$RCBIA_{j,2,1}$	19.041.515.710
$RCBIA_{j,1,1}$	12.547.223.274

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 7 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	1.132.850.462

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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,3,1}$	318.026.313
$RCNA_{j,2,1}$	1.172.258.385
$RCNA_{j,1,1}$	518.626.291

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
$BRT_{j,4,1}$	44.223.072
$BRT_{j,3,1}$	28.937.043
$BRT_{j,2,1}$	7.405.280

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
$AOMbase_{j,4}$	12.313.303.417
$AOMbase_{j,3}$	6.641.653.566
$AOMbase_{j,2}$	33.440.197.426
$AOMbase_{j,1}$	17.943.664.619

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

Tabla 10 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 11 Indicadores de referencia de calidad media

Variable	Unidad	Valor
$SAIDI_{R_j}$	Horas	42,168
$SAIFI_{R_j}$	Veces	10,105

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:

u

op

Ja

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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Tabla 12 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año del periodo tarifario	SAIDI_ $M_{j,t}$	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
$t=1$	38,795	38,601	38,989
$t=2$	35,691	35,513	35,870
$t=3$	32,836	32,672	33,000
$t=4$	30,209	30,058	30,360
$t=5$	27,792	27,653	27,931

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 13 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año del periodo tarifario	SAIFI_ $M_{j,t}$	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
$t=1$	9,297	9,250	9,343
$t=2$	9,000	8,955	9,045
$t=3$	9,000	8,955	9,045
$t=4$	9,000	8,955	9,045
$t=5$	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 14 DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	7,77	26,67	60,68
Riesgo 2	-	17,81	206,55
Riesgo 3	-	11,99	90,15

Tabla 15 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	14,81	41,74	328,01
Riesgo 2	-	47,12	312,63
Riesgo 3	-	67,52	360,00

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 16 FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	5	10	21
Riesgo 2	-	11	34
Riesgo 3	-	7	24

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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Tabla 17 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	7	15	41
Riesgo 2	-	17	42
Riesgo 3	-	32	57

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 18 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	2,52%
$Pe_{j,2}$	1,10%
$Pe_{j,1}$	9,12%

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:

Variable	Valor
$FPI_{j,1}$	14,12%

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 19 Costo de reposición de referencia


Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	1.376.985.518.939
$Crr_{j,4}$	236.078.849.456
$Crr_{j,3}$	127.264.565.806
$Crr_{j,2}$	666.189.752.792
$Crr_{j,1}$	347.452.350.884


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

Tabla 20 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	6.763.754.473

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:





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 Norte de Santander S.A. E.S.P.

Tabla 21 Costo anual de inversiones en activos no clasificables como UC

Variable	Pesos de diciembre de 2017
INVNUC _j	0

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 22 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 Norte de Santander 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., 02 SET. 2019


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


CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo