

MINISTERIO DEL INTERIOR Y DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA

RESOLUCIONES CONJUNTAS

RESOLUCIÓN CONJUNTA NÚMERO 0065 DE 2017

(enero 16)

por la cual se crea una Misión Electoral Especial.

El Ministro del Interior y el Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, en ejercicio de sus facultades legales y reglamentarias y en especial las conferidas por el artículo 59 numeral 9 de la Ley 489 de 1998, los artículos 2°, 6° y 12 del Decreto-ley número 2893 de 2011, el artículo 3° del Decreto número 1649 de 2014 y el artículo 13 de la Ley 368 de 1997,

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política en su artículo 2° proclama la democracia participativa como uno de los pilares bajo los cuales se organiza el Estado Social de Derecho y establece dentro de sus fines esenciales, facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida política de la nación.

Que el artículo 22 de la Constitución Política establece que la paz es un derecho y un deber de obligatorio cumplimiento.

Que en la búsqueda de una paz estable y duradera y la terminación definitiva del conflicto armado, el Gobierno nacional suscribió, el 24 de noviembre de 2016, con el grupo armado Fuerzas Revolucionarias de Colombia, Ejército del Pueblo (Farc-EP) un nuevo Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera.

Que el punto 6 del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera trata sobre la implementación, verificación y refrendación e indica que la implementación de los acuerdos alcanzados en el proceso de paz deberá efectuarse de buena fe, atendiendo a la reciprocidad en el cumplimiento de las obligaciones aceptadas por las partes.

Que el artículo 8° de la Ley 418 de 1997, modificado por la Ley 1779 de 2016, establece que los acuerdos y su contenido estarán dirigidos a la creación de condiciones que propendan por un orden político, social y económico justo.

Que en el punto 2.3.4 del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera, se acordó, con el objetivo de asegurar una mayor autonomía e independencia de la organización electoral, incluyendo el Consejo Nacional Electoral o la institución que haga sus veces, y modernizar y hacer más transparente el sistema electoral, la creación de una misión electoral especial conformada por 7 expertos(as) de alto nivel, así: “un representante de la Misión de Observación Electoral (MOE) y 6 expertos(as) los cuales se seleccionarán por las siguientes organizaciones: el Centro Carter, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad Nacional de Colombia, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad de Los Andes y el Instituto Holandés para la Democracia Multipartidaria (NIMD)”.

Que los numerales 15 del artículo 2° y 7° del artículo 12 del Decreto-ley número 2893 de 2011, establecen como funciones del Ministerio del Interior, “coordinar con las demás autoridades competentes el diseño e implementación de herramientas y mecanismos eficientes en materia electoral” y “propender por la modernización de las instituciones y procedimientos electorales”.

Que el Centro Carter, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad Nacional de Colombia, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad de Los Andes y el Instituto Holandés para la Democracia Multipartidaria (NIMD), según soportes que reposan en el Ministerio del Interior, seleccionaron a cinco (5) expertos de alto nivel. Asimismo, la Misión Electoral (MOE) designó un representante para conformar la Misión Electoral Especial.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Creación y objeto de la Misión Electoral Especial.* Créase la Misión Electoral Especial cuyo objeto será presentar recomendaciones para la reforma a la Organización Electoral y al Sistema Electoral Colombiano.

Artículo 2°. *Duración.* La Misión Electoral Especial tendrá un plazo de duración de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia de la presente resolución.

Artículo 3°. *Integración.* La Misión Electoral Especial estará conformada por los siguientes siete (7) expertos de alto nivel, así:

1. Doctora Alejandra Barrios Cabrera, representante de la MOE.

2. Doctora Elisabeth Ungar Bleir.

3. Doctor Alberto Yepes Barreiro.

4. Doctor Jorge Enrique Guzmán.

5. Doctor Juan Carlos Rodríguez.

6. Doctor Salvador Romero Ballivian.

Parágrafo 1°. El séptimo miembro de la Misión Electoral Especial será seleccionado por el Centro Carter, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad Nacional de Colombia, el Departamento de Ciencia Política de la Universidad de Los Andes y el Instituto Holandés para la Democracia Multipartidaria (NIMD).

Parágrafo 2°. La Misión Electoral Especial podrá invitar a la Organización Electoral, Partidos y Movimientos Políticos con Personería Jurídica vigente, Agrupaciones Políticas, representantes del sector privado, académico, particulares expertos en Derecho Electoral, y demás personas y entidades que considere conveniente, para participar de las reuniones de la Misión y hacer aportes relacionados con su objeto.

Artículo 4°. *Funciones.* Son funciones de la Misión Electoral Especial las siguientes:

1. Hacer recomendaciones para la reforma a la Organización Electoral y al Sistema Electoral Colombiano, que permita mayor autonomía e independencia de la organización electoral.

2. Proponer medidas y garantías de seguridad, para contener la penetración de las organizaciones criminales en la política.

3. Incluir en las reformas a la Organización Electoral y al Sistema Electoral Colombiano a la mujer, como sujeto político activo dentro de nuestra democracia.

4. Generar espacios para un amplio y efectivo proceso de participación, con los Partidos y Movimientos Políticos con personería jurídica vigente, Agrupaciones Políticas, representantes del sector privado, académico, particulares expertos en derecho electoral, y demás personas y entidades que considere conveniente.

5. Incluir en la discusión al nuevo partido o movimiento político que surja del tránsito de las Farc-EP a la actividad legal.

6. Las demás funciones que correspondan a la naturaleza de la Misión Electoral Especial y que el Ministerio del Interior requiera.

Artículo 5°. *Funcionamiento.* El funcionamiento de la Misión Electoral Especial estará orientada por el Ministerio del Interior y se financiará con recursos del Fondo de Programas Especiales para la Paz.

Parágrafo 1°. El Fondo de Programas Especiales para la Paz adelantará las actividades contractuales necesarias para la conformación de la Misión Electoral Especial.

El Ministerio del Interior se encargará de la supervisión y seguimiento a la ejecución de los referidos contratos.

Parágrafo 2°. El representante de la Misión de Observación Electoral (MOE) no recibirá ningún tipo de remuneración por parte del Gobierno nacional, dada la política interna de la organización que representa.

Artículo 6°. *Vigencia.* Esta resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de enero de 2017.

El Ministro del Interior,

Juan Fernando Cristo Bustos.

El Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República,

Luis Guillermo Vélez Cabrera.

LA IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA

Informa que como lo dispone el Decreto número 53 de enero 13 de 2012, artículo 3°, del Departamento Nacional de Planeación, a partir del 1° de junio de 2012 los contratos estatales no requieren publicación ante la desaparición del Diario Único de Contratación Pública.

DIARIO OFICIAL

Fundado el 30 de abril de 1864
Por el Presidente **Manuel Murillo Toro**
Tarifa postal reducida No. 56

DIRECTOR: **JAIME OSWALDO NEIRA LA TORRE**

MINISTERIO DEL INTERIOR
IMPRESA NACIONAL DE COLOMBIA
JAIME OSWALDO NEIRA LA TORRE
Gerente General

Carrera 66 N° 24-09 (Av. Esperanza-Av. 68) Bogotá, D. C. Colombia
Conmutador: PBX 4578000.
e-mail: correspondencia@imprensa.gov.co

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

FE DE ERRATAS**MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO**

El 11 de enero de 2017, el Gobierno nacional expidió el Decreto número 011 de 2017, “por el cual se efectúa un ajuste en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2017”.

No obstante, por un error en la publicación del *Diario Oficial* número 50.113 del miércoles 11 de enero de 2017, el decreto fue publicado, en la página 1, como “Resolución número 011 del 11 de enero de 2017”.

En consecuencia, la Imprenta Nacional de Colombia procede a publicar de nuevo el texto de la norma, con la denominación y el encabezado correspondientes al original del Decreto número 011 de 2017, remitido por el Gobierno nacional.

(La Ley 4ª de 1913 en su artículo 45 reza: “Los yerros caligráficos o tipográficos en las citas o referencias de unas leyes a otras no perjudicarán, y deberán ser modificados por los respectivos funcionarios, cuando no quede duda en cuanto a la voluntad del legislador”. Esta ley autoriza a la Imprenta Nacional de Colombia publicar las erratas que por yerros tipográficos aparezcan en las normas).

DECRETOS**DECRETO NÚMERO 011 DE 2017**

(enero 11)

por el cual se efectúa un ajuste en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2017.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades constitucionales y legales en especial las que le confiere el artículo 86 del Estatuto Orgánico del Presupuesto, el Decreto-ley 2204 de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley 1815 del 7 de diciembre de 2016, “por la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital y ley de apropiaciones para la vigencia fiscal del 1º de enero al 31 de diciembre de 2017”, se apropiaron unos recursos para la Agencia para la Renovación del Territorio (ART) en la Sección 1719;

Que mediante Decreto número 2094 del 22 de diciembre de 2016, el Gobierno nacional modificó la estructura del Departamento Administrativo para la Prosperidad Social suprimiendo la Dirección de Gestión Territorial;

Que mediante Decreto número 2096 del 22 de diciembre de 2016 se modificó la estructura de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) para asumir las funciones de la Dirección Gestión Territorial;

Que mediante el Decreto-ley 2204 del 30 de diciembre de 2016 se cambió la adscripción de la Agencia de Renovación del Territorio (ART), creada mediante el Decreto número 2366 de 2015, al Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, por lo cual se crea la Sección Presupuestal 0214;

Que en cumplimiento de las funciones asignadas mediante el Decreto número 2096 del 22 de diciembre de 2016 a la Agencia de Renovación del Territorio (ART), es necesario hacer los ajustes en el Presupuesto General de la Nación, para dejar en esta entidad, las apropiaciones presupuestales correspondientes;

Que el Departamento Nacional de Planeación mediante Oficio número 20174320000016 del 4 de enero de 2017 emitió concepto favorable sobre la ubicación de los recursos en el Presupuesto de Gastos de Inversión;

Que en el Sistema Integrado de Información Financiera SIIF Nación, se encuentran disponibles y libres de afectación las apropiaciones que se contracreditan en el presente decreto;

Que de conformidad con el artículo 86 del Estatuto Orgánico del Presupuesto, compilado en el Decreto número 111 de 1996, cuando se trasladen funciones de una entidad a otra, el Gobierno nacional, mediante decreto, hará los ajustes correspondientes en el presupuesto para dejar en cabeza de los nuevos órganos o de los que asumieron las funciones, las apropiaciones correspondientes para cumplir con los objetivos sin que puedan aumentar

las partidas globales por funcionamiento, inversión y servicio de la deuda, aprobadas por el Congreso de la República,

DECRETA:

Artículo 1º. Efectúense los siguientes contracréditos en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2017:

CONTRACRÉDITOS

Cta Prog	Subc Subp	Objg Proy	Ord Spry	Rec	Concepto	Aporte Nacional	Recursos Propios	Total
					SECCIÓN: 4101			
					DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO PARA LA PROSPERIDAD SOCIAL			
					UNIDAD: 410101			
					GESTIÓN GENERAL			
					TOTAL PRESUPUESTO	6,848,849,038		6,848,849,038
					A. FUNCIONAMIENTO	6,848,849,038		6,848,849,038
1					GASTOS DE PERSONAL	6,848,849,038		6,848,849,038
1	0	1			SERVICIOS PERSONALES ASOCIADOS A NÓMINA	5,069,112,758		5,069,112,758
1	0	1	1		SUELDOS DE PERSONAL DE NÓMINA	2,784,888,360		2,784,888,360
				10	RECURSOS CORRIENTES	2,784,888,360		2,784,888,360
1	0	1	4		PRIMA TÉCNICA	1,392,444,180		1,392,444,180
				10	RECURSOS CORRIENTES	1,392,444,180		1,392,444,180
1	0	1	5		OTROS	891,780,218		891,780,218
				10	RECURSOS CORRIENTES	891,780,218		891,780,218
1	0	5			CONTRIBUCIONES INHERENTES A LA NÓMINA SECTOR PRIVADO Y PÚBLICO	1,779,736,280		1,779,736,280
				10	RECURSOS CORRIENTES	1,779,736,280		1,779,736,280
					UNIDAD: 410102			
					DIRECCIÓN DE GESTIÓN TERRITORIAL			
					TOTAL PRESUPUESTO	116,651,400,183		116,651,400,183
					A. FUNCIONAMIENTO	28,781,560,010		28,781,560,010
1					GASTOS DE PERSONAL	21,754,714,070		21,754,714,070
1	0	1			SERVICIOS PERSONALES ASOCIADOS A NÓMINA	15,926,965,944		15,926,965,944
1	0	1	1		SUELDOS DE PERSONAL DE NÓMINA	12,923,713,620		12,923,713,620
				10	RECURSOS CORRIENTES	12,923,713,620		12,923,713,620
1	0	1	4		PRIMA TÉCNICA	55,968,288		55,968,288
				10	RECURSOS CORRIENTES	55,968,288		55,968,288
1	0	1	5		OTROS	2,812,284,036		2,812,284,036
				10	RECURSOS CORRIENTES	2,812,284,036		2,812,284,036
1	0	1	9		HORAS EXTRAS, DÍAS FESTIVOS E INDEMNIZACIÓN POR VACACIONES	135,000,000		135,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	135,000,000		135,000,000
1	0	2			SERVICIOS PERSONALES INDIRECTOS	849,162,250		849,162,250
				10	RECURSOS CORRIENTES	849,162,250		849,162,250
1	0	5			CONTRIBUCIONES INHERENTES A LA NÓMINA SECTOR PRIVADO Y PÚBLICO	4,978,585,876		4,978,585,876
				10	RECURSOS CORRIENTES	4,978,585,876		4,978,585,876
2					GASTOS GENERALES	6,743,845,940		6,743,845,940
2	0	4			ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	6,743,845,940		6,743,845,940
				10	RECURSOS CORRIENTES	6,743,845,940		6,743,845,940
3					TRANSFERENCIAS CORRIENTES	283,000,000		283,000,000
3	2				TRANSFERENCIAS AL SECTOR PÚBLICO	283,000,000		283,000,000
3	2	1			ORDEN NACIONAL	283,000,000		283,000,000
3	2	1	1		CUOTA DE AUDITAJE CONTRANAL	283,000,000		283,000,000
				11	OTROS RECURSOS DEL TESORO	283,000,000		283,000,000
					C. INVERSIÓN	87,869,840,173		87,869,840,173
4104					RECONSTRUCCIÓN TERRITORIAL	86,369,840,173		86,369,840,173
4104	1500				INTERSUBSECTORIAL DESARROLLO SOCIAL	86,369,840,173		86,369,840,173
4104	1500	1			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES DE DESARROLLO ECONÓMICO DE FAMILIAS, COMUNIDADES Y TERRITORIOS AFECTADOS POR LA PRESENCIA DE CULTIVOS DE USO ILÍCITO Y CONFLICTO ARMADO	63,369,840,173		63,369,840,173
				10	RECURSOS CORRIENTES	5,646,324,020		5,646,324,020

Cta Prog	Subc Subp	Objg Proy	Ord Spry	Rec	Concepto	Aporte Nacional	Recursos Propios	Total
				13	RECURSOS DEL CRÉDITO EXTERNO PREVIA AUTORIZACIÓN	57,723,516,153		57,723,516,153
4104	1500	2			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES PARA ESTRUCTURAR Y COFINANCIAR PROYECTOS ESTRATÉGICOS EN ZONAS AFECTADAS POR CULTIVOS DE USO ILÍCITO Y POR EL CONFLICTO ARMADO	5,000,000,000		5,000,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	5,000,000,000		5,000,000,000
4104	1500	3			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL, SOCIAL Y COMUNITARIO EN ZONAS AFECTADAS POR EL CONFLICTO ARMADO Y POR LOS CULTIVOS DE USO ILÍCITO	9,500,000,000		9,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	9,500,000,000		9,500,000,000
4104	1500	4			IMPLEMENTACIÓN DE OBRAS DE PEQUEÑA Y MEDIANA INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO DE LOS TERRITORIOS AFECTADOS POR EL CONFLICTO ARMADO Y CULTIVOS DE USO ILÍCITO	8,500,000,000		8,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	8,500,000,000		8,500,000,000
4199					FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN Y DIRECCIÓN DEL SECTOR INCLUSIÓN SOCIAL Y RECONCILIACIÓN	1,500,000,000		1,500,000,000
4199	1500				INTERSUBSECTORIAL DESARROLLO SOCIAL	1,500,000,000		1,500,000,000
4199	1500	1			FORTALECIMIENTO TECNOLÓGICO DE LA ENTIDAD EN LOS TERRITORIOS AFECTADOS POR EL CONFLICTO ARMADO Y CULTIVOS DE USO ILÍCITO	1,500,000,000		1,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	1,500,000,000		1,500,000,000

Artículo 2°. Con base en los contracréditos del artículo anterior, efectúense los siguientes créditos en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2017:

CRÉDITOS

Cta Prog	Subc Subp	Objg Proy	Ord Spry	Rec	Concepto	Aporte Nacional	Recursos Propios	Total
					SECCIÓN: 0214			
					AGENCIA DE RENOVACIÓN DEL TERRITORIO (ART)			
					UNIDAD: 021400			
					GESTIÓN GENERAL			
					TOTAL PRESUPUESTO	123,500,249,221		123,500,249,221
					A. FUNCIONAMIENTO	35,630,409,048		35,630,409,048
1					GASTOS DE PERSONAL	28,603,563,108		28,603,563,108
1	0	1			SERVICIOS PERSONALES ASOCIADOS A NÓMINA	20,996,078,702		20,996,078,702
1	0	1	1		SUELDOS DE PERSONAL DE NÓMINA	15,708,601,980		15,708,601,980
				10	RECURSOS CORRIENTES	15,708,601,980		15,708,601,980
1	0	1	4		PRIMA TÉCNICA	1,448,412,468		1,448,412,468
				10	RECURSOS CORRIENTES	1,448,412,468		1,448,412,468
1	0	1	5		OTROS	3,704,064,254		3,704,064,254
				10	RECURSOS CORRIENTES	3,704,064,254		3,704,064,254
1	0	1	9		HORAS EXTRAS, DÍAS FESTIVOS E INDEMNIZACIÓN POR VACACIONES	135,000,000		135,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	135,000,000		135,000,000
1	0	2			SERVICIOS PERSONALES INDIRECTOS	849,162,250		849,162,250
				10	RECURSOS CORRIENTES	849,162,250		849,162,250
1	0	5			CONTRIBUCIONES INHERENTES A LA NÓMINA SECTOR PRIVADO Y PÚBLICO	6,758,322,156		6,758,322,156
				10	RECURSOS CORRIENTES	6,758,322,156		6,758,322,156
2					GASTOS GENERALES	6,743,845,940		6,743,845,940
2	0	4			ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	6,743,845,940		6,743,845,940
				10	RECURSOS CORRIENTES	6,743,845,940		6,743,845,940
3					TRANSFERENCIAS CORRIENTES	283,000,000		283,000,000
3	2				TRANSFERENCIAS AL SECTOR PÚBLICO	283,000,000		283,000,000
3	2	1			ORDEN NACIONAL	283,000,000		283,000,000

Cta Prog	Subc Subp	Objg Proy	Ord Spry	Rec	Concepto	Aporte Nacional	Recursos Propios	Total
3	2	1	1		CUOTA DE AUDITAJE CONTRANAL	283,000,000		283,000,000
				11	OTROS RECURSOS DEL TESORO	283,000,000		283,000,000
					C. INVERSIÓN	87,869,840,173		87,869,840,173
0212					RENOVACIÓN TERRITORIAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LAS ZONAS RURALES AFECTADAS POR EL CONFLICTO ARMADO	86,369,840,173		86,369,840,173
0212	1000				INTERSUBSECTORIAL GOBIERNO	86,369,840,173		86,369,840,173
0212	1000	1			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES DE DESARROLLO ECONÓMICO DE FAMILIAS, COMUNIDADES Y TERRITORIOS AFECTADOS POR LA PRESENCIA DE CULTIVOS DE USO ILÍCITO Y CONFLICTO ARMADO	63,369,840,173		63,369,840,173
				10	RECURSOS CORRIENTES	5,646,324,020		5,646,324,020
				13	RECURSOS DEL CRÉDITO EXTERNO PREVIA AUTORIZACIÓN	57,723,516,153		57,723,516,153
0212	1000	2			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES PARA ESTRUCTURAR Y COFINANCIAR PROYECTOS ESTRATÉGICOS EN ZONAS AFECTADAS POR CULTIVOS DE USO ILÍCITO Y POR EL CONFLICTO ARMADO	5,000,000,000		5,000,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	5,000,000,000		5,000,000,000
0212	1000	3			IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL, SOCIAL Y COMUNITARIO EN ZONAS AFECTADAS POR EL CONFLICTO ARMADO Y POR LOS CULTIVOS DE USO ILÍCITO	9,500,000,000		9,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	9,500,000,000		9,500,000,000
0212	1000	4			IMPLEMENTACIÓN DE OBRAS DE PEQUEÑA Y MEDIANA INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO DE LOS TERRITORIOS AFECTADOS POR EL CONFLICTO ARMADO Y CULTIVOS DE USO ILÍCITO	8,500,000,000		8,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	8,500,000,000		8,500,000,000
0299					FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN Y DIRECCIÓN DEL SECTOR PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA	1,500,000,000		1,500,000,000
0299	1000				INTERSUBSECTORIAL GOBIERNO	1,500,000,000		1,500,000,000
0299	1000	1			FORTALECIMIENTO TECNOLÓGICO DE LA ENTIDAD EN LOS TERRITORIOS AFECTADOS POR EL CONFLICTO ARMADO Y CULTIVOS DE USO ILÍCITO	1,500,000,000		1,500,000,000
				10	RECURSOS CORRIENTES	1,500,000,000		1,500,000,000

Artículo 3°. Efectúense los traslados correspondientes de los recursos de la Agencia para la Renovación del Territorio (ART), apropiados para la presente vigencia en la Sección Presupuestal 1719 a la Sección 0214, manteniendo la distribución actual por rubro presupuestal.

Artículo 4°. La Agencia de Renovación del Territorio (ART), ejecutará las Cuentas por Pagar y las Reservas Presupuestales de las vigencias de 2016, de la Dirección de Gestión Territorial, en la sección presupuestal existente al momento de su supresión.

Artículo 5°. Con el propósito de efectuar los ajustes necesarios en el Sistema Integrado de Información Financiera - SIF Nación, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público realizará los registros de la información presupuestal que se derive de la adopción del presente decreto.

Artículo 6°. *Vigencia.* El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y surte efectos fiscales a partir del 1° de enero de 2017.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 11 de enero de 2017.

JUAN MANUEL SANTOS CALDERÓN

La Viceministra General encargada de las funciones del Despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público,

María Ximena Cadena Ordóñez.

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 179 DE 2016

(noviembre 3)

por la cual se aprueba el cargo máximo base de comercialización de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante especial conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 14.28 de la Ley 142 de 1994, definió el servicio público domiciliario de gas combustible como el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible y estableció la actividad de comercialización como complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la competencia para establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible.

Según lo dispuesto por el artículo 88.1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas.

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas.

La metodología de comercialización de gas combustible se encuentra contenida en la Resolución CREG 011 de 2003 en el artículo 23. En este se indica que el cargo máximo base de comercialización de gas se determina como:

“Artículo 23. Metodología para el cálculo del cargo máximo base de comercialización. El cargo máximo base de comercialización C_0 se determinará como el cociente de la suma de los componentes a) y b) descritos a continuación, sobre el número de facturas del año para el cual se tomarán los parámetros de cálculo de dichos componentes.

a) Los gastos anuales de AOM y la depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de comercialización que resulten de aplicar la metodología de análisis envolvente de datos, tal como se describe en el Anexo 7 de esta Resolución.

b) El ingreso anual del comercializador correspondiente al año en el cual se efectuaron los cálculos de los gastos de AOM multiplicado por un margen de comercialización de 1.67%. El ingreso anual incluirá el valor facturado para todos los componentes del Mst o del Msm, según sea el caso.

Parágrafo 1°. Para el caso de comercializadores que no cuenten con la anterior información, se les fijará un cargo de comercialización igual al de otro comercializador que atienda un mercado similar.

Parágrafo 2°. El valor de C_0 así calculado se referirá a la fecha base de la solicitud tarifaria”.

La empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P. a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2016-001899 de febrero 25 de 2016, con base en lo establecido en la Resolución CREG número 011 de 2003, solicitó aprobación del cargo de comercialización de GLP por redes, para el mercado relevante especial conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca.

Mediante auto proferido el día 20 de septiembre de 2016, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) dispuso iniciar la respectiva actuación administrativa con fundamento en la solicitud presentada por la empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P. para la aprobación del cargo de comercialización de gas combustible por redes de tubería para el mercado relevante especial conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca.

Conforme lo dispuesto en el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso-Administrativo la CREG publicó en su página web y en el *Diario Oficial* número 50.005 del 23 de septiembre de 2016, el aviso número 135 en el cual hace saber de la solicitud presentada por Keops y Asociados S.A.S. E.S.P. para la aprobación del cargo de comercialización de GLP por redes de tubería para mercado relevante especial conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca, a fin de que los terceros interesados puedan hacerse parte en la respectiva actuación.

Mediante la Resolución CREG número 137 de 2013, se establecieron las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.

La aplicación de la fórmula tarifaria general inició a partir del 1° de enero de 2014 por un período de cinco años.

Como resultado del análisis de la información presentada a la Comisión por Keops y Asociados S.A.S. E.S.P. mediante radicado E-2016-001899, se realizaron los ajustes pertinentes a la información requerida para el cálculo del cargo máximo base de comercialización de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG número 011 de 2003, según se relacionan, con su respectivo sustento, en el documento soporte de la presente resolución.

Teniendo en cuenta que el mercado conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca, es un mercado nuevo

y no cuenta con la información requerida para el cálculo del cargo de comercialización, la comisión fijará un cargo de comercialización igual al de un mercado similar, de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1° del artículo 23 de la Resolución CREG 11 de 2003.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas efectuó los cálculos tarifarios correspondientes, a partir de la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 y demás información disponible en la comisión, los cuales se presentan en el Documento CREG-124 de 2016.

Conforme al Decreto número 2897 de 2010 expedido por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y la Resolución número 44649 de 2010 expedida por la Superintendencia de Industria y Comercio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas dio respuesta al cuestionario adoptado por esta última entidad para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia del presente acto administrativo, el cual se encuentra en el Documento CREG-124 de 2016.

Teniendo en cuenta la respuesta al cuestionario, y dado que la presente resolución contiene un desarrollo y aplicación de la metodología y criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible establecido en la Resolución CREG número 011 de 2003 y de las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería adoptados mediante Resolución CREG número 137 de 2013, el presente acto administrativo de carácter particular no requiere ser remitido a la SIC para los efectos establecidos en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Decreto número 2897 de 2010, por no tener incidencia sobre la libre competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión número 741 del 3 de noviembre de 2016.

RESUELVE:

CAPÍTULO I

Cargo de comercialización

Artículo 1°. *Mercados relevantes de comercialización.* Conforme a lo definido en la Resolución CREG número 011 de 2003, se creará un nuevo mercado de comercialización el cual estará conformado por los siguientes centros poblados:

Centro poblado	Código DANE centro poblado	Municipio	Código DANE del municipio	Departamento
Puente de Piedra	25430004	Madrid	25430000	Cundinamarca

Artículo 2°. *Cargo máximo base de comercialización.* A partir de la vigencia de la presente resolución, el cargo máximo base de comercialización aplicable en el mercado relevante de que trata el artículo 1° de la presente resolución, es el siguiente:

Cargo de comercialización (\$/factura)	\$2.534,09
--	------------

Cifras en pesos del 31 de diciembre de 2014.

Parágrafo. El cargo de comercialización se actualizará de conformidad con lo establecido en el artículo 24 de la Resolución CREG número 011 de 2003.

Artículo 3°. *Vigencia del cargo máximo base de comercialización.* El cargo máximo base de comercialización que se establece en esta resolución, regirá a partir de la fecha en que la presente resolución quede en firme y durante el término de vigencia de la Resolución número CREG-011 de 2003. Vencido este período continuará rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas, tal como está previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

CAPÍTULO II

Fórmula tarifaria

Artículo 4°. *Fórmula tarifaria.* La fórmula tarifaria aplicable al mercado relevante definido en el artículo 1° de la presente resolución corresponderá a la establecida en el artículo 4° de la Resolución CREG número 137 de 2013.

Artículo 5°. *Vigencia de la fórmula tarifaria.* La fórmula tarifaria, regirá a partir de la fecha en que la presente resolución quede en firme y durante el término de vigencia de las fórmulas tarifarias definidas en la Resolución CREG número 137 de 2013. Vencido este período las fórmulas tarifarias continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas, tal como está previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

CAPÍTULO III

Otras disposiciones

Artículo 6°. La presente resolución deberá notificarse al representante legal de la empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P. y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra las disposiciones contenidas en esta resolución procede el Recurso de reposición, el cual podrá interponerse 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.

Dada en Bogotá, D. C., a 3 de noviembre de 2016.

La Presidente,

Rutty Paola Ortiz Jara,

Viceministra de Energía Delegada del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 186 DE 2016

(noviembre 15)

por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

De acuerdo con lo previsto en el literal d) del artículo 23 y el artículo 41 ambos de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

Mediante la Resolución CREG número 097 de 2008 modificada por las Resoluciones CREG números 133, 135 y 166 de 2008, la Comisión aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional, STR, y de Distribución Local, SDL.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la Resolución CREG número 105 de 2009, por la cual se fijan y aprueban el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos unificados de distribución y comercialización, aplicables a los usuarios del nuevo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, resultantes de la integración de los mercados de comercialización y distribución de energía eléctrica operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y el municipio de Campamento y de la aplicación de la metodología tarifaria adoptada en la Resolución CREG número 097 de 2008.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante las Resoluciones CREG números 026 de 2010, 180 de 2011, 014 de 2012, 069 de 2012, 051 de 2013, 003, 131 y 190 de 2014, 102 de 2015, 059 y 072 de 2016 actualizó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. mediante las comunicaciones radicadas en la CREG bajo los números E2015001786, E2016005598 y E2016008333, con base en lo establecido en el artículo 9° de la Resolución CREG 097 de 2008, solicitó a la Comisión la actualización del costo anual por uso de los activos de nivel de tensión 4 por la entrada en operación de los nuevos activos en la subestación La Cruzada, de la línea La Cruzada – El Tigre a 110 kV, de los nuevos activos en las subestaciones Girardota y Guadalupe y de la línea el Salto – Yarumal II.

En la solicitud Empresas Públicas de Medellín E.S.P. entregó la siguiente información:

a) Listado de unidades constructivas que componen el proyecto, con base en las definidas en el Capítulo 5 del anexo general de la Resolución CREG número 097 de 2008. Estas son:

Información básica de subestaciones

Código subestación	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud	Área (m2)	Valor catastral (\$ Dic/07)	Observaciones
108	El tigre	-74,79658	6,84709	948,5	10.000	37.153.000	*
112	La Cruzada	-74,71560	7,03540	650,0	2.671	186.677.392	*
R17	Girardota	-75,27191	6,22598	1.342	18.000	68.622.924	*
R53	Guadalupe IV	-75,24060	6,81750	1.875	14.489	541.652.176	*
R20N	Yarumal II	-75,40122	6,95123	2.300	10.500	3.117.069	*
R51	El salto	-75,23390	6,78690	1.875	8.330	327.169.080	*

Unidades constructivas de Subestaciones de nivel 4

Código Unidad Constructiva	Código Subestación	Cantidad	% de Uso	RPP	RPP-año	RPP-mes	Área Unidad Constructiva	Observaciones
N4S1	108	1	100	0			270	Nueva bahía de la línea hacia La Cruzada (112)
N4S1	108	1	100	0			270	Nueva bahía de la línea hacia El Salto (R51)
N4S20	108	1	100	0			0	*
N4S48	112	1	100	0			0	La UPME aprobó la unidad pero no indicó el área. Este cálculo se presenta en las notas
N4S41	112	1	100	0			960	*
N4S45	112	1	100	0			0	*
N4S22	R17	1	100	0			3	*
N4S44	R17	1	100	0			3.780	*
N4S48	R17	11,25	100	0			0	La cantidad presentada corresponde a los metros en que se incrementa la casa de control
N4S48	R53	11,25	100	0			0	La cantidad presentada corresponde a los metros en que se incrementa la casa de control

Unidades constructivas de transformador

Código trafo	Código UC	Código Sub	Cap.	POT1	POT2	Alta	N1	Relación de transf.	Cant.	% uso	RPP	Observaciones
R53N5T2A	N5T2	R53	20	20	0	5	5	220/44,5/6,3	1	100	0	Transformador de reserva

Información básica de líneas

Código de línea	Código de subestación inicial	Código de subestación final	Voltaje de operación	Nivel	Observaciones
EL TIGRE – LA CRUZADA	108	112	110	4	*
SALTO – YARUMAL II	R51	R20N	110	4	*

Unidades constructivas de líneas de nivel 4

Código Unidad Constructiva	Código de línea	Cantidad (km)	Sobre-puesto	RPP	RPP-año	RPP-mes	Observaciones
N4L6	EL TIGRE – LA CRUZADA	26,39	N	0			*
N4L38	SALTO – YARUMAL II	29,8	N	0			*

Unidades constructivas de subestación a retirar

Código Unidad Constructiva	Código Subestación	Cantidad	% de Uso	RPP	RPP-año	RPP-mes	Área Unidad Constructiva	Observaciones
N4S21	R17	1	100	0			0	*
N4S43	R17	1	100	0			3060	*

Unidades constructivas de líneas de nivel 4 a retirar

Código Unidad Constructiva	Código de línea	Cantidad (km)	Sobre-puesto	RPP	RPP-año	RPP-mes	Observaciones
N4L37	SALTO – YARUMAL II	29,8	N	0			*

b) Copia de los conceptos que sobre los proyectos emitió la Unidad de Planeación Minero Energética con radicados UPME 20111500034501 de abril 18 de 2011, 20111500058061 de noviembre 28 de 2011, 20131500025241 de mayo 5 de 2013 y 20111500058351 de noviembre 29 de 2011;

c) Copia del certificado expedido por XM sobre la entrada en operación comercial de los activos con radicados 005379-1 del 29 de junio de 2012, 003304-1 de febrero 23 de 2016 y 014481-1 del 14 de julio de 2016.

Mediante Auto con radicado CREG I-2016-003812, la CREG inició la actuación administrativa con el objeto de decidir la solicitud de modificación del Costo Anual por Uso de los Activos de Nivel de Tensión 4 por la entrada en operación de nuevos activos en la subestación La Cruzada, de la línea La Cruzada – El Tigre a 110 kV, de los nuevos activos en las subestaciones Girardota y Guadalupe y de la línea el Salto – Yarumal II y ordenó la apertura del respectivo expediente que fue identificado con el número 2016-0217.

La Comisión publicó en su página web y en el *Diario Oficial* número 49.968 del 17 de agosto de 2016 un extracto informativo sobre la actuación administrativa, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante la Comunicación CREG S-2016-005428 se informó a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. sobre la formación del expediente administrativo.

Con la Comunicación CREG S-2016-006241 la Comisión solicitó a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. el registro fotográfico de cada una de las unidades constructivas, a lo cual la empresa dio respuesta con la comunicación con Radicado CREG E-2016-010792.

El numeral 4.1 del Capítulo 4 de la Resolución CREG número 097 de 2008 establece que la revisión del Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 procede cuando el OR acredite, entre otros requisitos, la aprobación de los proyectos del STR por la Unidad de Planeación Minero Energética.

Con base en los análisis efectuados se considera pertinente incluir las unidades constructivas solicitadas por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., así como retirar aquellas que se encuentran relacionadas en la solicitud de remuneración.

Por la modificación en el inventario de activos de Nivel de Tensión 4 de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., se presentan las siguientes modificaciones en las variables que sirven para el cálculo del costo anual por uso de los activos de nivel de tensión 4, $CA_{j,4}$:

Variable	Valor adicional (\$ dic-2007)
Costo anual para remunerar la inversión, $CAI_{j,4}$	991.646.266
Costo anual equivalente de activos no eléctricos, $CAANE_{j,4}$	46.997.417
Gastos anuales de AOM, $AOM_{j,4}$	260.846.813
Costo anual de terrenos, $CAT_{j,4}$	341.702
Costo anual por el uso de activos de nivel de tensión 4, $CA_{j,4}$	1.229.832.197

Los cambios en cada una de las variables anteriores se muestran en la siguiente tabla separando el efecto por la entrada y salida de activos.

	$CAI_{j,4}$ (\$ dic-2007)	$CAANE_{j,4}$ (\$ dic-2007)	$AOM_{j,4}$ (\$ dic-2007)	$CAT_{j,4}$ (\$ dic-2007)
Activos nuevos	2.156.091.872	88.399.767	486.712.081	397.243
Activos retirados	1.164.445.606	41.402.350	225.865.268	55.541
Valor a reconocer	991.646.266	46.997.417	260.846.813	341.702

Frente al costo reposición de la inversión $CRI_{j,4}$ las variaciones se presentan en la siguiente tabla:

	$CRI_{j,4}$ (\$ dic-2007)
Activos nuevos	16.310.726.570
Activos retirados	7.569.211.400
Valor a reconocer	8.741.515.170

Al modificarse la base de activos reconocidos en este nivel de tensión, se modifica el Costo Anual por Uso de los Activos de Nivel de Tensión 4 y el Costo de Reposición de la Inversión de Nivel de Tensión 4.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión número 744 del 15 de noviembre de 2016, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar el artículo 1° de la Resolución CREG número 105 de 2009, el cual queda así:

Artículo 1°. Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4. El Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por EEPMP y la alcaldía de Campamento, calculado en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, es el siguiente:

Costo Anual por el Uso de los Activos	Pesos de diciembre de 2007
Nivel de Tensión 4 ($CA_{j,4}$)	136.613.377.313

Artículo 2°. Modificar el artículo 5° de la Resolución CREG 105 de 2009, el cual queda así:

Artículo 5°. Costos de reposición de la inversión. Los costos de reposición de la inversión del OR Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para cada nivel de tensión, calculados en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, son los siguientes:

Costo de Reposición de Inversión	Pesos de diciembre de 2007
Para el Nivel de Tensión 4 ($CRI_{j,4}$)	719.910.062.487
Para el Nivel de Tensión 3 ($CRI_{j,3}$)	305.242.148.497
Para el Nivel de Tensión 2 ($CRI_{j,2}$)	1.619.953.549.605
Para el Nivel de Tensión 1 ($CRI_{j,1}$)	1.206.839.477.175

Artículo 3°. La presente resolución deberá notificarse a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. 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.

Dada en Bogotá, D. C., a 15 de noviembre de 2016.

La Presidente,

Rutty Paola Ortiz Jara,

Viceministra de Energía Delegada del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 199 DE 2016

(noviembre 21)

costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

De acuerdo con lo previsto en el artículo 23, literal d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas;

Mediante la Resolución CREG número 068 de 1998 se establecieron disposiciones relativas a la integración de mercados de comercialización y distribución de electricidad;

Mediante la Resolución CREG número 097 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG números 133, 135 y 166 de 2008, la Comisión aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL), incluyendo normas relativas a la fusión de mercados de energía eléctrica;

Mediante la Resolución CREG número 180 de 2014 la Comisión aprobó los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, incluyendo normas relativas a la fusión de mercados de energía eléctrica;

Mediante la Resolución CREG número 100 de 2009, modificada, entre otras, por las resoluciones CREG número 111 de 2012 y 091 de 2016, la Comisión aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Codensa S.A. E.S.P. en el Sistema de TRANSMISIÓN regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL);

Mediante la Resolución CREG número 101 de 2009, modificada por la Resolución CREG 082 de 2010, la Comisión aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., en adelante EEC, en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL);

Mediante las Resoluciones CREG números 119 de 2010 y 018 de 2011 la Comisión estableció los Índices de Referencia de la Discontinuidad de las empresas Codensa S.A. E.S.P. y EEC S.A. E.S.P., respectivamente;

Mediante las Resoluciones CREG números 120 y 186 de 2015 la Comisión aprobó los costos base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y la EEC S.A. E.S.P., respectivamente;

El artículo 4° de la Resolución CREG número 128 de 1996, modificado por la Resolución número 024 de 2009, establece el límite a la participación en la actividad de comercialización en 25%;

A través de la comunicación con radicado CREG E-2016-007875, las empresas Codensa S.A. E.S.P. y EEC S.A. E.S.P. solicitaron la integración de sus mercados de comercialización;

Para efectos de asignación de subsidios, la CREG expidió la Resolución CREG número 186 de 2010, diferenciando la aplicación de límites de subsidios para mercados nuevos y para mercados existentes, considerando que un mercado nuevo de comercialización es conformado por aquel sistema que solicita aprobación de cargos a la Comisión por primera vez, mientras que el sistema resultante de la integración de dos mercados existentes no se considera como un mercado nuevo de comercialización;

El porcentaje de participación directa de una empresa en la actividad de comercialización, calculado como el cociente, multiplicado por cien, entre la demanda comercial de las empresas, incluida la cantidad que ella atiende de la demanda no doméstica, y la suma de la demanda total y la demanda no doméstica es igual a 21%. Este cálculo se efectuó

considerando la demanda comercial de las empresas Codensa S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. en el período julio 2015-junio 2016;

Dado que no existe una norma asociada con la determinación de las variables IRAD, IRADK e IRGP para una empresa resultante de la integración de dos OR, se asimila la norma de ponderación de los valores de cada una de ellas por la energía en cada nivel de tensión, al igual que las demás variables presentadas;

Los datos de energía de 2007 de cada nivel de tensión con base en los cuales se efectuaron las ponderaciones correspondientes son:

Concepto	CODENSA	EEC
Energía útil del nivel de tensión 3 ($Eu_{j,3}$) (kWh)	2.157.558.303	646.690.577
Energía útil del nivel de tensión 2 ($Eu_{j,2}$) (kWh)	9.829.548.410	577.464.951
Ventas de energía nivel de tensión 1 ($V_{j,1}$) (kWh)	6.418.046.624	343.433.237

Los datos de cantidad de facturas para efectos de ponderar los valores de comercialización son:

	CODENSA	EEC
Número de facturas (julio 2015 - junio 2016)	34.363.149	2.890.858

La Comisión, en Sesión número 746 del día 21 de noviembre de 2016 acordó expedir la presente resolución;

RESUELVE:

Artículo 1°. *Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4.* El Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 para el sistema resultante de la integración de los Sistemas de Transmisión Regional anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculado en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, es el siguiente:

Costo Anual por el Uso de los Activos	Pesos de diciembre de 2007
Nivel de tensión 4 ($CA_{j,4}$)	173.928.332.647

Artículo 2°. *Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1.* Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculados en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, son los siguientes:

Cargo Máximo	\$ / kWh (Pesos de diciembre de 2007)
Nivel de Tensión 3 ($CD_{j,3}$)	29,67
Nivel de Tensión 3 ($CD_{j,2}$)	45,63
Nivel de Tensión 1 por inversión ($CDI_{j,1}$)	26,17
Nivel de Tensión 1 por AOM ($CDM_{j,1}$)	8,23

Parágrafo 1°. Los cargos por uso resultantes de la aplicación de los Cargos Máximos de que trata el presente artículo serán liquidados y facturados por el OR a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3, 2 y 1.

Parágrafo 2°. Los Cargos Máximos de que trata este artículo serán liquidados y facturados por el OR a los OR que tomen energía de su sistema en estos niveles de tensión.

Artículo 3°. *Aplicación de los Cargos Máximos.* Los Cargos Máximos de que trata el artículo 2° de la presente resolución constituyen topes máximos, razón por la cual el Operador de Red podrá aplicar cargos inferiores siempre y cuando cumplan con los criterios tarifarios de ley.

Artículo 4°. *Porcentaje de AOM de referencia.* El Porcentaje de AOM de referencia para el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculado en la forma establecida en la Resolución CREG número 097 de 2008, es igual a:

Porcentaje de AOM	%
De Referencia ($PAOM_{j,ref}$)	2,44

Artículo 5°. *Costos de reposición de la inversión.* Los costos de reposición de la inversión del OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. para cada nivel de tensión, calculados en la forma establecida en la Resolución CREG número 097 de 2008, son los siguientes:

Costo de Reposición de Inversión	Pesos de diciembre de 2007
Para el Nivel de Tensión 4 ($CRI_{j,4}$)	900.345.582.013
Para el Nivel de Tensión 3 ($CRI_{j,3}$)	298.739.889.156
Para el Nivel de Tensión 2 ($CRI_{j,2}$)	2.197.796.390.254
Para el Nivel de Tensión 1 ($CRI_{j,1}$)	2.342.918.673.726

Artículo 6°. *Pérdidas reconocidas.* Las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculadas en la forma establecida en la Resolución CREG número 097 de 2008, son:

Índice de pérdidas reconocidas	%
Nivel de Tensión 4 ($P_{j,4}$)	0,91
Nivel de Tensión 3 ($P_{j,3}$)	2,08
Nivel de Tensión 2 ($P_{j,2}$)	1,75
Nivel de Tensión 1 ($P_{j,1}$)	9,58

Artículo 7°. Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, $IRAD_{n,p}$. El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, $IRAD_{n,p}$, para el SDL operado por el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

TRIMESTRE	IRAD
1	0,0027884
2	0,0034284
3	0,0028860
4	0,0034267

Tabla 1. IRAD por trimestre para el nivel de tensión 1.

TRIMESTRE	IRAD
1	0,0017613
2	0,0017893
3	0,0018730
4	0,0020322

Tabla 2. IRAD por trimestre para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

Artículo 8°. Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para el año k, $IRADK_{n,p,k}$. El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para el año k, $IRADK_{n,p,k}$ del SDL operado por el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

AÑO	TRIMESTRE	IRADK
2006	1	0,0031110
2007	1	0,0024658
2006	2	0,0041492
2007	2	0,0027076
2006	3	0,0035505
2007	3	0,0022215
2006	4	0,0033027
2007	4	0,0035506

Tabla 3. IRADK para el nivel de tensión 1.

AÑO	TRIMESTRE	IRADK
2006	1	0,0021844
2007	1	0,0013383
2006	2	0,0021962
2007	2	0,0013825
2006	3	0,0027446
2007	3	0,0010014
2006	4	0,0019873
2007	4	0,0020772

Tabla 4. IRADK para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

Artículo 9°. Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad $IRGP_{n,q,p}$. El Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad $IRGP_{n,q,p}$ del OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

GRUPO	TRIMESTRE	IRGP
1	1	0,0008046
2	1	0,0019227
3	1	0,0028883
4	1	0,0055381
1	2	0,0010182
2	2	0,0020143
3	2	0,0037482
4	2	0,0069276
1	3	0,0013546
2	3	0,0025832
3	3	0,0028711
4	3	0,0047443

GRUPO	TRIMESTRE	IRGP
1	4	0,0012019
2	4	0,0020490
3	4	0,0036393
4	4	0,0068165

Tabla 5. IRGP para el nivel de tensión 1.

GRUPO	TRIMESTRE	IRGP
1	1	0,0007418
2	1	0,0020998
3	1	0,0016221
4	1	0,0025813
1	2	0,0008334
2	2	0,0017663
3	2	0,0011878
4	2	0,0033698
1	3	0,0007675
2	3	0,0017251
3	3	0,0021312
4	3	0,0028684
1	4	0,0010473
2	4	0,0019214
3	4	0,0010576
4	4	0,0041027

Tabla 6. IRGP para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

Artículo 10. Costo base de comercialización. El costo base de comercialización para el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., conforme con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

Año	2015
Cf_j [\$ dic-2013 / factura]	5.549,92

Artículo 11. Riesgo de cartera para usuarios tradicionales. La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., EEC, conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

$$RCT_j = 0,2284\%$$

Artículo 12. Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales. La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

$$RCAE_{j,t} = 0\%$$

Artículo 13. Recursos. La presente resolución deberá notificarse a las empresas Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. 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.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 21 de noviembre de 2016.

La Presidente,

Rutty Paola Ortiz Jara,
Viceministra de Energía Delegada
del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 229 DE 2016

(diciembre 2)

por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., (EPSA).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y en los demás casos la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a las Comisiones de Regulación la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 "(...) *toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras (...)*".

Mediante Resolución CREG número 180 de 23 de diciembre de 2014, se establecieron los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 21 de la Resolución CREG número 180 de 2014, establece el procedimiento para que los comercializadores integrados con el operador de red, OR, soliciten a la Dirección Ejecutiva de la CREG el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales con fundamento en la metodología dispuesta en la precitada resolución.

Mediante Circular CREG número 007 del 3 de febrero de 2015 la Comisión, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 180 de 2014 publicó los formatos que las empresas debían diligenciar en su solicitud.

EPSA S.A. E.S.P. solicitó el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera para usuarios en áreas especiales el día 3 de marzo de 2015, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015002178.

De conformidad con lo anterior, la Dirección Ejecutiva de la CREG profirió el auto de fecha 10 de marzo de 2015 ordenando abrir procedimiento administrativo el cual se estableció en el expediente 20150035.

Con el propósito de dar a conocer a los terceros interesados del inicio de la actuación administrativa, se publicó en la página web de la CREG y en el *Diario Oficial* 49.455, el extracto del aviso de comunicación, en cumplimiento del artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número S2015001081 del 10 de marzo de 2015, se comunicó a la empresa el inicio de la actuación y se envió copia del auto de apertura de la misma.

Del proceso se hicieron parte las empresas comercializadoras Enertotal y Dicel. Enertotal fue admitida mediante auto del 4 de junio de 2015 y Dicel mediante auto del 16 de junio de 2015. Copia de estos autos fue remitida a EPSA S.A. E.S.P.

Revisados los documentos aportados por EPSA S.A. E.S.P., fue necesario solicitar algunas aclaraciones que se consolidaron en la comunicación CREG S2015003709 relacionadas con diferencias encontradas entre la información reportada por la empresa en la solicitud respecto de los datos disponibles en la CREG provenientes de la misma empresa.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015008920 del 2 de septiembre de 2015, la empresa resolvió las inquietudes formuladas.

En la comunicación E-2015-002215 EPSA S.A. E.S.P. manifiesta que la eficiencia estimada por modelo es muy baja debido a una práctica diferente en el reporte de los gastos de personal, misceláneos, materiales, edificios y equipos en el sistema de costos por actividades ABC y afirma que EPSA S.A. E.S.P. es una empresa atípica o *outlier* dentro de las empresas empleadas en el modelo de frontera estocástica. Adicionalmente, EPSA S.A. E.S.P. realiza una propuesta de ajuste de la información empleada para la estimación de la frontera.

Mediante las comunicaciones E-2015-002356, E-2015-003620 y E-2015-006467 EPSA S.A. E.S.P. allega información adicional y un estudio para sustentar que la empresa es atípica o *outlier* dentro de las empresas empleadas en el modelo de frontera estocástica y solicita sea aplicada la regla contenida en el tercer inciso del numeral 1 del anexo 1 de la Resolución CREG número 180 de 2014.

Como resultado del análisis de la información y de las respuestas presentadas a la Comisión por EPSA S.A. E.S.P., se realizaron los ajustes pertinentes a la información remitida por la empresa y los cálculos correspondientes conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG número 180 de 2014, según se relacionan en el documento soporte de la presente resolución.

Para EPSA S.A. E.S.P. la estimación de la eficiencia técnica de acuerdo con el modelo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG número 180 de 2014 se ve afectada por la forma en que la empresa reporta los valores de gastos de personal, misceláneos, materiales, edificios y equipos reportados en el sistema de costos por actividades ABC frente a las demás empresas empleadas en la construcción del modelo mencionado, por lo que se aplica la regla contenida en el tercer inciso del numeral 1 del anexo 1 de la Resolución CREG número 180 de 2014, la cual establece:

En caso de que no sea posible predecir el factor de eficiencia de un mercado, este responderá al promedio aritmético de los restantes mercados para los cuales fue posible su predicción.

Una vez calculado el costo base de comercialización y en firme las respectivas resoluciones, el promedio aritmético de la eficiencia técnica de los mercados para los que no fue posible realizar el cálculo es 92,52%. En el documento que soporta la presente resolución se presenta el cálculo correspondiente.

Teniendo los suficientes elementos probatorios, se procedió al cálculo del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales para EPSA S.A. E.S.P., con fundamento en la metodología de la Resolución CREG número 180 de 2014.

Dado que el presente acto administrativo es de carácter particular, no requiere ser remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, para los efectos establecidos en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Decreto 1074 de 2015.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su Sesión 748 del 2 de diciembre de 2016, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Costo base de comercialización.* El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., EPSA, conforme a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución CREG número 180 de 2014 es:

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Cf _j [S.dic-2013 / factura]	9.276	9.242	9.208	9.173	9.139

Artículo 2°. *Riesgo de cartera para usuarios tradicionales.* La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., EPSA, conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCT_j = 0,114\%$$

Artículo 3°. *Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales.* La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., EPSA, conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG número 180 de 2014 es:

$$RCAE_{j,t} = 63,43\%$$

Artículo 4°. *Vigencia.* De conformidad con lo previsto por el artículo 25 de la Resolución CREG 180 de 2014, el costo base de comercialización y los riesgos de cartera aprobados en esta resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia. Vencido el plazo, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 5°. *Recursos.* La presente resolución deberá notificarse personalmente a la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., EPSA, y a Enertotal y Dicel reconocidos como terceros interesados en la actuación administrativa. 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.

Publíquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá D. C., a 2 de diciembre de 2016.

El Presidente,

Germán Arce Zapata,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira,
(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 230 DE 2016

(diciembre 2)

por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., Emcartago.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y en los demás casos la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a las Comisiones de Regulación la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda, según lo previsto en el artículo 88, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 "(...) *toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras (...)*".

Mediante Resolución CREG 180 de 23 de diciembre de 2014, se establecieron los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 21 de la Resolución CREG 180 de 2014, establece el procedimiento para que los comercializadores integrados con el Operador de Red (OR), soliciten a la Dirección Ejecutiva de la CREG el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales con fundamento en la metodología dispuesta en la precitada resolución.

Mediante Circular CREG 007 del 3 de febrero de 2015 la Comisión, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 180 de 2014 publicó los formatos que las empresas debían diligenciar en su solicitud.

Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., solicitó el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera para usuarios en áreas especiales el día 3 de marzo de 2015, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015002152.

De conformidad con lo anterior, la Dirección Ejecutiva de la CREG profirió el auto de fecha 4 de marzo de 2015 ordenando abrir procedimiento administrativo el cual se estableció en el expediente 20150027.

Con el propósito de dar a conocer a los terceros interesados del inicio de la actuación administrativa, se publicó en la página web de la CREG y en el *Diario Oficial* 49.451, el extracto del aviso de comunicación, en cumplimiento del artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número S2015001020 del 4 de marzo de 2015, se comunicó a la empresa el inicio de la actuación y se envió copia del auto de apertura de la misma.

Del proceso se hicieron parte las empresas comercializadoras Enertotal y Dicel, las cuales fueron admitidas mediante Autos del 3 y 11 de junio de 2015, respectivamente. Copia de estos autos fueron remitidos a Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P.

Revisados los documentos aportados por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., fue necesario solicitar algunas aclaraciones que se consolidaron en la comunicación CREG S2015003474 relacionadas con diferencias encontradas entre la información reportada por la empresa en la solicitud respecto de los datos disponibles en la CREG provenientes de la misma empresa.

Mediante comunicaciones radicadas en la CREG bajo los números E-2015-008774, E-2015-008885, E-2015-010067 y E-2015-010245, la empresa atendió todas las solicitudes, la empresa resolvió todas las inquietudes.

Como resultado del análisis de la información y de las respuestas presentadas a la Comisión por Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., se realizaron los ajustes pertinentes a la información remitida por la empresa y los cálculos correspondientes conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, según se relacionan en el documento soporte de la presente resolución.

Para Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., no fue posible la estimación de la eficiencia técnica de acuerdo con el modelo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 180 de 2014, por lo que se empleó el promedio aritmético de los restantes mercados para los cuales fue posible su predicción de acuerdo con la citada resolución.

Los detalles de la aplicación de la metodología, a partir de la información presentada y aclarada por parte de Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., se presentan en el documento soporte que acompaña la presente resolución.

Teniendo los suficientes elementos probatorios, se procedió al cálculo del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales para Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., con fundamento en la metodología dispuesta en la Resolución CREG 180 de 2014.

Dado que el presente acto administrativo es de carácter particular, no requiere ser remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), para los efectos establecidos en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Decreto 1074 de 2015.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 748 del 2 de diciembre de 2016, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Costo base de comercialización.* El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., conforme a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Cf_j [\$ dic-2013 / factura]	5,250.55	5,231.12	5,211.69	5,192.27	5,172.84

Artículo 2°. *Riesgo de cartera para usuarios tradicionales.* La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCT_j = 0.2853\%$$

Artículo 3°. *Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales.* La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCAE_{j,t} = 0.0\%$$

Artículo 4°. *Vigencia.* De conformidad con lo previsto por el artículo 25 de la Resolución CREG 180 de 2014, el costo base de comercialización y los riesgos de cartera aprobados en esta resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia. Vencido el plazo, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 5°. *Recursos.* La presente resolución deberá notificarse a Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., y a Dicel y Enertotal reconocidos como terceros interesados en la actuación administrativa. Contra lo dispuesto en este acto procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

Publíquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 2 de diciembre de 2016.

El Presidente,

Germán Arce Zapata,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira,
(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 232 DE 2016

(diciembre 2)

por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Ruitoque S. A. E.S.P.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y en los demás casos la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a las Comisiones de Regulación la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 "(...) toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras (...)".

Mediante Resolución CREG 180 del 23 de diciembre de 2014, se establecieron los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 21 de la Resolución CREG 180 de 2014, establece el procedimiento para que los comercializadores integrados con el Operador de Red (OR), soliciten a la Dirección Ejecutiva de la CREG el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales con fundamento en la metodología dispuesta en la precitada resolución.

Mediante Circular CREG 007 del 3 de febrero de 2015 la Comisión, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 180 de 2014 publicó los formatos que las empresas debían diligenciar en su solicitud.

Ruitoque S. A. E.S.P., solicitó el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera para usuarios en áreas especiales, el día 25 de febrero de 2015, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015001793.

De conformidad con lo anterior, la Dirección Ejecutiva de la CREG profirió el auto de fecha 27 de febrero de 2015 ordenando abrir procedimiento administrativo el cual se estableció en el expediente 20150013.

Con el propósito de dar a conocer a los terceros interesados del inicio de la actuación administrativa, se publicó en la página web de la CREG y en el *Diario Oficial* 49.443, el extracto del aviso de comunicación, en cumplimiento del artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número S2015001186 del 17 de marzo de 2015, se comunicó a la empresa el inicio de la actuación y se envió copia del auto de apertura de la misma.

Del proceso se hizo parte la empresa comercializadora Dicel, la cual fue admitida mediante auto del 26 de junio de 2015, copia del mencionado auto fue remitida a Ruitoque S. A. E.S.P.

Revisados los documentos aportados por Ruitoque S. A. E.S.P., fue necesario solicitar algunas aclaraciones que se consolidaron en la comunicación CREG S2015003527 relacionadas con diferencias encontradas entre la información reportada por la empresa en la solicitud respecto de los datos disponibles en la CREG provenientes de la misma empresa.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015009309 del 14 de septiembre de 2015, la empresa resolvió las inquietudes.

Posteriormente, fue necesario solicitar aclaración a la empresa sobre la atención a mercado no regulado en el período 2009 a 2013, con el radicado S-2016-000145 del 29 de enero de 2016, ello motivó que la empresa remitiera nuevamente el formato 3 de la circular CREG 07 de 2015.

Como resultado del análisis de la información y de las respuestas presentadas a la Comisión por Ruitoque S. A. E.S.P., se realizaron los ajustes pertinentes a la información remitida por la empresa y los cálculos correspondientes conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, según se relacionan en el documento soporte de la presente resolución.

Para Ruitoque S. A. E.S.P., no fue posible la estimación de la eficiencia técnica de acuerdo con el modelo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 180 de 2014, debido a que se trata de un mercado muy pequeño que no corresponde con las empresas para las que fue desarrollado el citado modelo, por lo tanto, y conforme con lo expresado en el numeral 1 del mencionado anexo:

En caso de que no sea posible predecir el factor de eficiencia de un mercado, este corresponderá al promedio aritmético de los restantes mercados para los cuales fue posible su predicción.

Una vez calculado el costo base de comercialización y en firme las respectivas resoluciones, el promedio aritmético de la eficiencia técnica de los mercados para los que no fue

posible realizar el cálculo, es 92,52%. En el documento que soporta la presente resolución se presenta el cálculo correspondiente.

Teniendo los suficientes elementos probatorios, se procedió al cálculo del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales para Ruitoque S. A. E.S.P., con fundamento en la metodología de la Resolución CREG 180 de 2014.

Dado que el presente acto administrativo es de carácter particular, no requiere ser remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), para los efectos establecidos en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Decreto 1074 de 2015.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 748 del 2 de diciembre de 2016, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Costo base de comercialización.* El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por Ruitoque S. A. E.S.P., conforme a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

Año	2016	2017	2018	2019	2020
C_f [\$ dic-2013 / factura]	33.538	33.414	33.290	33.166	33.042

Artículo 2°. *Riesgo de cartera para usuarios tradicionales.* La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización atendido por Ruitoque S. A. E.S.P., conforme con lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCT_j = 0.0\%$$

Artículo 3°. *Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales.* La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización atendido por Ruitoque S. A. E.S.P., conforme con lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCAE_{j,t} = 0.0\%$$

Artículo 4°. *Vigencia.* De conformidad con lo previsto por el artículo 25 de la Resolución CREG 180 de 2014, los costos base de comercialización y los riesgos de cartera aprobados en esta resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia. Vencido el plazo, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 5°. *Recursos.* La presente resolución deberá notificarse personalmente a Ruitoque S.A. E.S.P., y a Dicel reconocido como tercero interesado en la actuación administrativa. Contra lo dispuesto en este acto procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse 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.

Dada en Bogotá, D. C., a 2 de diciembre de 2016.

El Presidente,

Germán Arce Zapata,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 233 DE 2016

(diciembre 2)

por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P., Cetsa.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y en los demás casos la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a las Comisiones de Regulación la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 "(...) toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras (...)".

Mediante Resolución CREG 180 del 23 de diciembre de 2014, se establecieron los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 21 de la Resolución CREG 180 de 2014, establece el procedimiento para que los comercializadores integrados con el Operador de Red (OR), soliciten a la Dirección Ejecutiva

de la CREG el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales con fundamento en la metodología dispuesta en la precitada resolución.

Mediante Circular CREG 007 del 3 de febrero de 2015 la Comisión, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 180 de 2014, publicó los formatos que las empresas debían diligenciar en su solicitud.

Cetsa S. A. E.S.P., solicitó el reconocimiento del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera para usuarios en áreas especiales, el día 3 de marzo de 2015, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015002177.

De conformidad con lo anterior, la Dirección Ejecutiva de la CREG profirió el auto de fecha 10 de marzo de 2015 ordenando abrir procedimiento administrativo el cual se estableció en el expediente 20150034.

Con el propósito de dar a conocer a los terceros interesados del inicio de la actuación administrativa, se publicó en la página web de la CREG y en el *Diario Oficial* 49.455, el extracto del aviso de comunicación, en cumplimiento del artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número S2015001080 del 10 de marzo de 2015, se comunicó a la empresa el inicio de la actuación y se envió copia del auto de apertura de la misma.

Del proceso se hicieron parte las empresas comercializadoras Enertotal y Dicel. Enertotal fue admitida mediante auto del 4 de junio de 2015 y Dicel mediante auto del 16 de junio de 2015. Copia de estos autos fue remitida a Cetsa S. A. E.S.P.

Revisados los documentos aportados por Cetsa S. A. E.S.P., fue necesario solicitar algunas aclaraciones que se consolidaron en la comunicación CREG S2015003563 relacionadas con diferencias encontradas entre la información reportada por la empresa en la solicitud respecto de los datos disponibles en la CREG provenientes de la misma empresa.

Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E2015008924 del 2 de septiembre de 2015, la empresa resolvió las inquietudes formuladas.

En la comunicación E-2015-002216 Cetsa S. A. E.S.P., manifiesta que la eficiencia estimada por el modelo es muy baja debido a una práctica diferente en el reporte de los gastos de personal, misceláneos, materiales, edificios y equipos en el sistema de costos por actividades ABC y afirma que Cetsa S.A. E.S.P., es una empresa atípica o *outlier* dentro de las empresas empleadas en el modelo de frontera estocástica. Adicionalmente, Cetsa S. A. E.S.P., realiza una propuesta de ajuste de la información empleada para la estimación de la frontera.

Mediante las comunicaciones E-2015-002358, E-2015-003622 y E-2015-006434 Cetsa S. A. E.S.P., allega información adicional y un estudio para sustentar que la empresa es atípica o *outlier* dentro de las empresas empleadas en el modelo de frontera estocástica y solicita sea aplicada la regla contenida en el tercer inciso del numeral 1 del anexo 1 de la Resolución CREG 180 de 2014.

Como resultado del análisis de la información y de las respuestas presentadas a la Comisión por Cetsa S. A. E.S.P., se realizaron los ajustes pertinentes a la información remitida por la empresa y los cálculos correspondientes conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, según se relacionan en el documento soporte de la presente resolución.

Para Cetsa S. A. E.S.P., la estimación de la eficiencia técnica de acuerdo con el modelo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 180 de 2014 se ve afectada por la forma en que la empresa reporta los valores de gastos de personal, misceláneos, materiales, edificios y equipos reportados en el sistema de costos por actividades ABC frente a las demás empresas empleadas en la construcción del modelo mencionado, por lo que se aplica la regla contenida en el tercer inciso del numeral 1 del anexo 1 de la Resolución CREG 180 de 2014, la cual establece:

En caso de que no sea posible predecir el factor de eficiencia de un mercado, este corresponderá al promedio aritmético de los restantes mercados para los cuales fue posible su predicción.

Una vez calculado el costo base de comercialización y en firme las respectivas resoluciones, el promedio aritmético de la eficiencia técnica de los mercados para los que no fue posible realizar el cálculo, es 92,52%. En el documento que soporta la presente resolución se presenta el cálculo correspondiente.

Teniendo los suficientes elementos probatorios, se procedió al cálculo del costo base de comercialización de energía eléctrica, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales para Cetsa S. A. E.S.P., con fundamento en la metodología de la Resolución CREG 180 de 2014.

Dado que el presente acto administrativo es de carácter particular, no requiere ser remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), para los efectos establecidos en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Decreto 1074 de 2015.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 748 del 2 de diciembre de 2016, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Costo base de comercialización.* El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P., Cetsa, conforme a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

Año	2016	2017	2018	2019	2020
C_f [\$ dic-2013 / factura]	6.187	6.164	6.141	6.118	6.095

Artículo 2°. *Riesgo de cartera para usuarios tradicionales.* La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P., Cetsa, conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCT_j = 0,045\%$$

Artículo 3°. *Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales.* La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Cetsa, conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

$$RCAE_{j,t} = 0\%$$

Artículo 4°. *Vigencia.* De conformidad con lo previsto por el artículo 25 de la Resolución CREG 180 de 2014, el costo base de comercialización y los riesgos de cartera aprobados en esta resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia. Vencido el plazo, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 5°. *Recursos.* La presente resolución deberá notificarse personalmente a la Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P., Cetsa, y a Enertotal y Dixel reconocidos como terceros interesados en la actuación administrativa. 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.

Publíquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 2 de diciembre de 2016.

El Presidente,

Germán Arce Zapata,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

AVISOS

AVISO NÚMERO 158 DE 2016

(diciembre 30)

Bogotá, D. C., diciembre 30 de 2016

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Asunto: Actuación administrativa iniciada con base en la solicitud de la empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P.,

HACE SABER QUE:

Mediante la Resolución CREG 011 de 2003, la CREG estableció los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería.

Mediante la Resolución CREG 202 de 2013 modificada y adicionada por la Resolución CREG 052 de 2014, Resolución CREG 138 de 2014, Resolución CREG 112 de 2015, Resolución CREG 125 de 2015 y Resolución CREG 141 de 2015 se establecieron los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

A través de la Circular CREG 130 de 2015 se estableció que aquellas empresas que hubiesen presentado su solicitud tarifaria para Nuevos Mercados de Distribución con anterioridad a la publicación de esta circular y posterior a las fechas de expedición de la Resolución CREG 096 de 2015 y la Circular 105 de 2015, deberán incluir la información de su solicitud en ApliGas y anexar a su solicitud ya radicada en la CREG el resumen del reporte en formato PDF que genera ApliGas.

La empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P., a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2016-011396 de octubre 21 de 2016, y con base en los criterios generales para la remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería definidos en la Resolución CREG 202 de 2013 y en los criterios generales para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes definidos en la Resolución CREG 011 de 2003, solicitó aprobación de cargos de distribución y comercialización por redes para el mercado relevante de distribución especial para el siguiente período tarifario conformado por los siguientes centros poblados:

CENTRO POBLADO	CÓDIGO DANE CENTRO POBLADO	MUNICIPIO	CÓDIGO DANE DEL MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Corregimiento El Hatillo	73443001	San Sebastián de Mariquita	73443	Tolima
Corregimiento Piedra Grande	73283011	Fresno	73283	Tolima

A través del aplicativo ApliGas dispuesto para el reporte de información de solicitudes tarifarias correspondiente, Provigas Colombia S. A. E.S.P., confirmó su solicitud mediante el número de solicitud número 1247.

Los cargos solicitados por la empresa para el mercado relevante de distribución especial anteriormente mencionado son los siguientes:

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL		
(\$/m ³ pesos de diciembre de 2015)		
Dinv(AUR) Empresa	Componente que remunera Inversión Base de la Empresa del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$5.416,40
DAOM(AUR)	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$530,75
D(AUR)	Cargo de Distribución del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$5.947,15

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO DIFERENTE AL RESIDENCIAL

(\$/m ³ pesos de diciembre de 2015)		
Dinv(AUNR) Empresa	Componente que remunera Inversión Base de la Empresa del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$5.416,40
DAOM(AUNR)	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$530,75
D(AUNR)	Cargo de Distribución del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$5.947,15

La empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P., informa que el proyecto no cuenta con recursos públicos y que todas las inversiones se ejecutarán con recursos propios.

La Comisión mediante oficio con radicado CREG S-2016-07710 de noviembre 30 de 2016, solicita a la empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P., el soporte de la no inclusión del centro poblado dentro del plan de expansión de la empresa que presta los municipios de Mariquita y Fresno en el departamento del Tolima; y del envío de las proyecciones y el estudio de demanda a la UPME para su evaluación metodológica y concepto.

La empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P., mediante oficio E-2016-013541 de diciembre 9 de 2016, remite la información solicitada por la comisión.

Una vez verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos, esta Comisión encuentra procedente adelantar el análisis del estudio tarifario presentado por la empresa Provigas Colombia S. A. E.S.P., para definir los cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante de distribución especial para el siguiente periodo tarifario conformado por los centros poblados anteriormente mencionados.

La presente publicación se hace en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, a fin de que los terceros interesados puedan hacerse parte en la respectiva actuación.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

AVISO NÚMERO 159 DE 2016

(diciembre 30)

Bogotá, D. C., diciembre 30 de 2016

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Asunto: Actuación administrativa iniciada con base en la solicitud de la empresa Grencol S.A.S. E.S.P.

HACE SABER QUE:

Mediante la Resolución CREG 011 de 2003, se establecieron los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

A través de la Resolución CREG 202 de 2013 modificada y adicionada por la Resolución CREG 052 de 2014, Resolución CREG 138 de 2014, Resolución CREG 112 de 2015, Resolución CREG 125 de 2015 y Resolución CREG 141 de 2015 se establecieron los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

De acuerdo con lo establecido en el literal b) del numeral 6.1 de la Resolución CREG 202 de 2013, todas las empresas distribuidoras que requieran la aprobación de cargos de distribución para Nuevos Mercados deberán hacer uso del aplicativo ApliGas para el reporte de la información correspondiente a sus solicitudes tarifarias.

A través de la Circular CREG 130 de 2015 se estableció que aquellas empresas que hubiesen presentado su solicitud tarifaria para Nuevos Mercados de Distribución con anterioridad a la publicación de esta circular y posterior a las fechas de expedición de la resolución CREG 096 de 2015 y la Circular 105 de 2015, deberán incluir la información de su solicitud en ApliGas y anexar a su solicitud ya radicada en la CREG el resumen del reporte en formato PDF que genera ApliGas.

La empresa Grencol S.A.S. E.S.P., a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2016-012406 de noviembre 16 de 2016, y con base en los criterios generales para la remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería definidos en la Resolución CREG 202 de 2013 y en los criterios generales para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes definidos en la Resolución CREG 011 de 2003, solicitó aprobación de cargos de distribución y comercialización por redes para el mercado relevante de distribución para el siguiente período tarifario conformado por los siguientes municipios:

CÓDIGO DANE DEL MUNICIPIO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
54099	Bochalema	Norte de Santander
54172	Chinácota	
54239	Durania	
54347	Herrán	
54520	Pamplonita	
54599	Ragonvalia	

A través del aplicativo ApliGas dispuesto por la CREG para el reporte de información de solicitudes tarifarias correspondiente, la empresa Grencol S.A.S. E.S.P., confirmó su solicitud con el número 1248.

Los cargos presentados por la empresa para el mercado relevante de distribución anteriormente mencionados son los siguientes:

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL (\$/m ³ pesos de diciembre de 2015)		
Dinv(AUR) Empresa	Componente que remunera Inversión Base de la Empresa del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$949,60
DAOM(AUR)	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$246,74
D(AUR)	Cargo de Distribución del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$1.196,34

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO DIFERENTE AL RESIDENCIAL (\$/m ³ pesos de diciembre de 2015)		
Dinv(AUNR) Empresa	Componente que remunera Inversión Base de la Empresa del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$949,60
DAOM(AUNR)	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$246,74
D(AUNR)	Cargo de Distribución del mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.	\$1.196,34

La empresa Grencol S.A.S. E.S.P., informa que el proyecto no cuenta con recursos públicos para la construcción de la infraestructura de distribución gas por redes.

Una vez verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos, esta Comisión encuentra procedente adelantar el análisis del estudio tarifario presentado por la empresa Grencol S.A.S. E.S.P., para definir los cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario conformado por los municipios anteriormente mencionados.

La presente publicación se hace en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, a fin de que los terceros interesados puedan hacerse parte en la respectiva actuación.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

AVISO NÚMERO 001 DE 2017

(enero 6)

Bogotá, D. C., 6 de enero de 2017

AUTO: Actuación administrativa iniciada con fundamento en la solicitud de la Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P., EBSA, para la Actualización del Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4, por el proyecto denominado “conexión Sochagota 230/115 kV – 180 MVA”.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG),

HACE SABER:

La Comisión, mediante la Resolución CREG 120 de 2009, modificada por las Resoluciones CREG 084 de 2010, 082 de 2011, 079 de 2012, y 029 de 2015, aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., en el Sistema de Transmisión Regional (STR), y en el Sistema de Distribución Local (SDL).

El artículo 9° de la Resolución CREG 097 de 2008 establece que: *Cuando entren en operación nuevos activos de uso, se actualizarán los cargos correspondientes, siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en el Capítulo 4 del Anexo general de la presente resolución.*

La Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P., a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2016-013865 del 16 de diciembre de 2016, con base en lo establecido en el artículo 9° de la Resolución CREG 097 de 2008, solicitó la actualización del costo anual por uso de los activos de nivel de tensión 4 por la conexión Sochagota 230/115 kV – 180 MVA. Las unidades constructivas solicitadas por la empresa son las siguientes:

UC	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
N5S5	Bahía de transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	1
N5T14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - capacidad final de 51 a 60 MVA	3
N5T14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - capacidad final de 51 a 60 MVA	180
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	4
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1
N4S33	Módulo baraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) tipo convencional	1
N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo convencional o encapsulada - cualquier configuración	1
N4S48	Casa de control nivel de tensión 4 (\$/m ²)	131.25
N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres /cuatro zonas	1
N4L45	Km de línea rural-circuito doble- torre metálica - conductor D-N4-1	4.73
N4L47	Km de línea rural-circuito doble- torre metálica - conductor D-N4-3	2.31
N4L52	Km de fibra óptica ADSS/OPGW	1
N4EQ2	Transformador de tensión de nivel 4	17

UC	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
N4EQ1	Unidad de adquisición de datos	1
N4EQ7	Enlace fibra óptica	1
CCS25	SCADA tipo 4	1
CCS26	Sistema de manejo de energía EMS tipo 4	1
CCS27	Sistema de gestión de distribución DMS tipo 4	1
CCS28	Sistema de información geográfico: GIS tipo 4	1
CCS29	Enlace ICCP tipo 4	1
CCS30	Sistema de medida calidad y registro (DES - FES, PQ, kWh) tipo 4	1
CCS31	Scada de comunicaciones tipo 4	1

Una vez cumplidos los requisitos exigidos por los numerales 1 y 2 del punto 4.1 del Capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, esta Comisión encuentra procedente adelantar la revisión del costo anual por el uso de activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P., para definir si como consecuencia de los análisis realizados, los valores aprobados a la empresa deben ser modificados.

La presente publicación se hace en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, a fin de que los terceros interesados puedan hacerse parte en la respectiva actuación.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

Parques Nacionales Naturales de Colombia

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 0591 DE 2016

(noviembre 15)

por la cual se elimina del Sistema Único de Información de Trámites (SUIT) un trámite ambiental en Parques Nacionales Naturales de Colombia.

La Directora de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 9° del Decreto número 3572 de 2011, el Decreto número 019 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1° del Decreto número 3572 de fecha 27 de septiembre de 2011, crea la Unidad Administrativa denominada Parques Nacionales Naturales de Colombia del orden nacional, sin personería jurídica, con autonomía administrativa y financiera, con jurisdicción en todo el territorio nacional en los términos del artículo 67 de la Ley 489 de 1998. La entidad estará encargada de la administración y manejo del Sistema de Parques Nacionales Naturales y la coordinación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas.

Que el artículo 9° del mencionado decreto fija como funciones de la Dirección General, las de implementar, mantener y mejorar el Sistema Integrado de Gestión Institucional y ejercer las demás funciones y atribuciones propias de su condición de representante legal de Parques Nacionales Naturales de Colombia, así como cualesquiera otras que le sean asignadas por la ley o los reglamentos.

Que el Decreto número 019 de 2012, por el cual se dictan normas para suprimir o reformar regulaciones, procedimientos y trámites innecesarios existentes en la Administración Pública, tiene por objeto **suprimir o reformar los trámites**, procedimientos y regulaciones innecesarios existentes en la Administración Pública, con el fin de facilitar la actividad de las personas naturales y jurídicas ante las autoridades, contribuir a la eficiencia y eficacia de estas y desarrollar los principios constitucionales que la rigen y en ese orden de ideas, las autoridades públicas deben, cuando la naturaleza de ellas lo haga posible y cuando sea asunto de su competencia, suprimir los trámites innecesarios, sin que ello las releve de la obligación de considerar y valorar todos los argumentos de los interesados y los medios de pruebas decretados y practicados; deben incentivar el uso de las tecnologías de la información y las comunicaciones a efectos de que los procesos administrativos se adelanten con diligencia, dentro de los términos legales y sin dilaciones injustificadas; y deben adoptar las decisiones administrativas en el menor tiempo posible.

Que el referido decreto dispone que los trámites establecidos por las autoridades deberán ser sencillos, eliminarse toda complejidad innecesaria y los requisitos que se exijan a los particulares deberán ser racionales y proporcionales a los fines que se persigue cumplir.

Que el Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP) lidera la formulación de la política de racionalización de trámites, la cual atiende, entre otros principios, el de racionalizar a través de la simplificación, estandarización, eliminación, optimización y automatización, los trámites y procedimientos administrativos y mejorar la participación ciudadana y la transparencia en las actuaciones administrativas, con las debidas garantías legales, creando las condiciones de confianza en el uso de los mismos, así como el de contribuir a la mejora del funcionamiento interno de las entidades públicas que cumplan una función administrativa, incrementando la eficacia y la eficiencia de las mismas mediante el uso de las tecnologías de la información, cumpliendo con los atributos de seguridad jurídica propios de la comunicación electrónica.

Que el DAFP diseñó la Guía para la Racionalización de Trámites¹ con el fin de aportar directrices a las entidades públicas y facilitar este proceso, en la que se define la Eliminación de Trámites como el acto de suprimir del ámbito de acción los trámites que no cuenten

¹ Guía para la Racionalización de Trámites - Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP). http://estrategia.gobiernoenlinea.gov.co/623/articles-8240_Guia_Racionalizacion.pdf

con sustento jurídico o carecen de pertinencia administrativa. “En otros términos implica la eliminación de todos aquellos trámites, requisitos, documentos y pasos que cuestan tiempo y energía a la gente, y son francamente inútiles para el Estado y engorrosos para el ciudadano. El trámite se eliminará si no tiene finalidad pública ni algún condicionamiento legal que lo impida”.

Que el Decreto número 3572 de 2011, asignó a la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, la función de adelantar los trámites administrativos ambientales y proyectar los actos administrativos a que haya lugar, para el otorgamiento de permisos, concesiones, autorizaciones y demás instrumentos de control y seguimiento ambiental, para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables en las áreas del Sistema de Parques Nacionales, así como para el registro de las Reservas Naturales de la Sociedad Civil².

Que mediante Resolución número 092 del 9 de noviembre de 2011, la Dirección General delegó en la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, la función de otorgar permisos, concesiones y demás autorizaciones para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables asociadas al SPNN.

Que la Oficina Asesora de Planeación viene liderando el proceso de racionalización de trámites ofrecidos por PNNC de cara a la ciudadanía, como componente del Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano - vigencia 2016, con el apoyo de la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas a través del Grupo de Trámites y Evaluación Ambiental identificando que algunos de ellos son susceptibles de eliminación, porque son incompatibles con la misión institucional de la entidad y la vocación de conservación del Sistema de Parques Nacionales Naturales de Colombia. Para ello solicitó a la Oficina Asesora Jurídica el respectivo pronunciamiento³ a fin de determinar la viabilidad de la eliminación de algunos trámites que actualmente se adelantan en PNNC.

Que la Oficina Asesora Jurídica de Parques Nacionales Naturales de Colombia, fijó su posición mediante memorando enviado a la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas⁴ considerando que la revisión de Plan de manejo de recuperación o restauración ambiental, es incompatible con el ordenamiento jurídico que rige las áreas protegidas del Sistema de Parques Nacionales Naturales de Colombia, y es procedente su eliminación del Sistema Único de Información de Trámites (SUIT). Al respecto, se indicó:

“(...) TRÁMITE DE REVISIÓN DE PLAN DE MANEJO DE RECUPERACIÓN O RESTAURACIÓN AMBIENTAL

El Plan de Manejo de Recuperación o Restauración Ambiental está ligado con la actividad minera en zonas compatibles, especialmente de materiales de construcción en la sabana de Bogotá.

El entonces Ministerio del Medio Ambiente mediante Resolución número 222 del 3 de agosto de 1994, “Por la cual se determinan zonas compatibles para las explotaciones mineras de materiales de construcción en la Sabana de Bogotá y se dictan otras disposiciones”, determinó en el artículo 6º, posteriormente modificado por la Resolución número 249 de 1994, artículo 2º, que las actividades mineras que al momento de la expedición de la Resolución cuentan con los permisos, concesiones, contratos o licencias vigentes, otorgados por el Ministerio de Minas, y estén localizadas fuera de las zonas declaradas como compatibles con la minería, delimitadas en el artículo 5º de la presente resolución, deberán presentar, dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de esta, un Plan de Manejo y Restauración Ambiental competente, quien se pronunciará sobre el mismo. El incumplimiento de esta obligación dará lugar a la imposición de las sanciones establecidas en la legislación ambiental.

Posteriormente con la Resolución 1197 de octubre 13 de 2004 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo, se definió el Plan de Manejo de Restauración y Recuperación Ambiental (PMRRA), como aquel que “comprende estrategias, acciones y técnicas aplicables en zonas intervenidas por la minería con el fin de corregir, mitigar y compensar los impactos y efectos ambientales ocasionados, que permitan adecuar las áreas hacia un cierre definitivo y uso posminería. Debe contener entre otros, los componentes geotécnico, geomorfológico, hídrico, ecosistémico, paisajístico”.

Estos planes se establecieron como instrumentos de manejo y control ambiental en desarrollo de la actividad minera que no contaban con autorización ambiental y que se encontraran en explotación en el área declarada como compatible, puesto que este instrumento solo se requería para aquellas actividades que contaban con permisos, concesiones o licencias vigentes y su fin era el de regular la actividad de extracción de materiales propendiendo por su disminución hasta buscar el cierre definitivo del frente de explotación.

Específicamente en cuanto a trabajos y obras de exploración y explotación mineras, el Código Nacional de Minas (Ley 685 de 2001) contempla que estos no pueden adelantarse en zonas declaradas como excluibles de la minería, dentro de las cuales se encuentra el sistema de parques nacionales naturales, parques naturales de carácter regional y zonas de reserva forestales⁵, razón por la cual, este trámite debe ser eliminado, por ser incompatible con la actividad de conservación y protección de los ecosistemas del SPNN (...).”

Que teniendo en cuenta lo anterior y considerando que dentro de los principales objetivos y postulados de la Estrategia de Gobierno en Línea (GEL), se deben adoptar medidas tendientes a hacer instituciones eficientes, transparentes y cercanas al ciudadano, es deber de PNNC revisar y optimizar los procedimientos y requisitos implementados para el desarrollo de las tareas asignadas especialmente aquellos que no son de competencia de la entidad.

Que dicho trámite estaba previsto en la Resolución 0235 de 2005, acto que posteriormente fue modificado por la Resolución número 0321 de agosto de 2015 donde se suprimió, pero que para efectos de eliminación del trámite en el SUIT se expide la presente resolución.

Que el contenido de la presente resolución fue publicado en la página web de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en cumplimiento de lo determinado en el numeral 8 del artículo 8º de la Ley 1437 de 2011, desde el día 26 de octubre al 8 de noviembre de 2016, sin que dentro de este periodo se recibieran opiniones, sugerencias o propuestas alternativas al contenido del mismo.

² Artículo 13 numeral 14 Decreto número 3572 de 2011.

³ Memorando de la SGMAP de solicitud de Concepto número 2016230000423 del 2016-02-16.

⁴ Memorando de respuesta de la OAJ número 20161300001433 del 2016-05-12.

⁵ Artículo 34 Código Nacional de Minas.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1º. Eliminar del Sistema Único de Información de Trámites (SUIT), el trámite ambiental de Revisión de Plan de Manejo de Recuperación o Restauración Ambiental, conforme las razones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 2º. Comuníquese al Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP) la presente resolución para los ajustes respectivos en el SUIT y comuníquese a la Oficina Asesora de Planeación y a la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, para que se surtan los trámites necesarios conforme a sus competencias.

Artículo 3º. Publicar el presente acto administrativo en el *Diario Oficial* y en la página web de Parques Nacionales Naturales de Colombia.

Artículo 4º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 15 de noviembre de 2016.

La Directora General,

Julia Miranda Londoño.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0653 DE 2016

(diciembre 16)

por medio de la cual se ordena el cierre temporal y se prohíbe el ingreso de visitantes, la prestación de servicios ecoturísticos en el Parque Nacional Natural Tayrona y se toman otras determinaciones.

La Directora General de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el numeral 1 del artículo 2º y numerales 1 y 17 del artículo 9º del Decreto-ley 3572 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que el Parque Nacional Natural Tayrona fue declarado y delimitado mediante la Resolución 191 de 1964 proferida por la Junta Directiva del Incora, aprobada mediante Resolución Ejecutiva número 255 del 29 de septiembre de 1964, refrendada por el Acuerdo número 04 del 24 de abril de 1969 del Inderena, y aprobada por la Resolución Ejecutiva número 292 del 18 de agosto de 1969 del Ministerio de Agricultura, con el objeto de conservar la flora, la fauna y las bellezas escénicas naturales, con fines científicos, educativos, recreativos o estéticos.

Que mediante la Resolución número 234 del 17 de diciembre de 2004 se determinó la zonificación del Parque Nacional Natural Tayrona y su régimen de usos y actividades como componentes del plan de manejo del área protegida, y en su artículo segundo resolvió determinar los siguientes objetivos de conservación:

“1. Conservar el mosaico ecosistémico terrestre y sus especies asociadas, que incluye el matorral espinoso y el bosque seco tropical, húmedo y nublado y sus servicios ambientales.

2. Conservar el mosaico ecosistémico marino costero y sus especies asociadas presentes en el área protegida, que incluye las formaciones coralinas, litoral rocoso, manglares, praderas de fanerógamas, fondos sedimentarios, playas y lagunas costeras y sus servicios ambientales.

3. Mantener las diferentes fuentes de agua como autorreguladores ecosistémicos del área del Parque.

4. Conservar y proteger los ecosistemas asociados a los puntos de ‘Línea Negra’ dentro del área, como parte constitutiva del territorio indígena del complejo de la Sierra Nevada de Santa Marta, y los vestigios arqueológicos como ‘Chairama’ o Pueblito considerado monumento y patrimonio nacional”.

Que el Decreto-ley 3572 de 2011 creó la entidad Parques Nacionales Naturales de Colombia y le asignó la función de administrar las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales y reglamentar su uso y funcionamiento, labor que requiere la aplicación y el desarrollo de las normas, principios, criterios y medidas que le permiten a dicha entidad garantizar la intangibilidad de espacios de gran valor de conservación para los colombianos.

Que las áreas que integran el Sistema de Parques Nacionales Naturales son áreas de especial importancia ecológica del país, que gozan de especial protección constitucional.

Que el ejercicio de la función de administración y de reglamentación del uso y funcionamiento de estas áreas implica entre otros aspectos, definir las condiciones bajo las que el particular puede acceder a estos espacios naturales y las normas de conducta que debe observar el visitante desde su ingreso y hasta el momento en que abandona el área protegida, así como la adopción de medidas en aquellos escenarios de riesgo natural que inciden en el manejo, administración y logro de objetivos de conservación de las áreas protegidas.

Que la Constitución Política de Colombia establece en sus artículos 7º y 8º como principios fundamentales del Estado colombiano, el reconocimiento y protección de la diversidad étnica y cultural de la nación, y el deber de protección en cabeza del Estado y de los particulares de las riquezas naturales y culturales de la nación, erigiendo así la diversidad biológica y cultural como dos pilares del Estado Social de Derecho.

Que mediante Resolución del Ministerio del Interior número 0837 de 1995, el Gobierno nacional reconoció a la Sierra Nevada de Santa Marta como territorio tradicional y ancestral de los pueblos indígenas Kogui, Wiwa, Arhuaco y Kankuamo, valorando y reconociendo la importancia que para la preservación de su identidad étnica tiene la interconectividad del territorio y de los espacios sagrados que conforman la Línea Antigua o Línea Negra.

Que si bien dentro del Parque Nacional Natural Tayrona no se encuentra asentado ninguno de los cuatro pueblos indígenas de la Sierra Nevada, el mismo constituye territorio ancestral de estas comunidades.

Que a la luz de los preceptos del Convenio 169 de la OIT de la Declaración de las Naciones Unidas sobre los derechos de los pueblos indígenas, de la doctrina de la Corte Constitucional y del Sistema Interamericano de Derechos Humanos, los Estados deben “respetar la importancia especial que para las culturas y valores espirituales de los pueblos

interesados reviste su relación con las tierras o territorios, o con ambos, según los casos, que ocupan o utilizan de alguna otra manera, y en particular los aspectos colectivos de esa relación"; este deber implica el reconocimiento de derechos culturales y territoriales que trascienden geográficamente las tierras que han sido tituladas.

Que mediante sentencia proferida por el Tribunal Administrativo del Magdalena de fecha 11 de enero de 2013, se ordena el inicio al proceso de consulta previa con los representantes de las comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta, con la finalidad de adoptar medidas de compensación cultural por los impactos y los perjuicios causados a la comunidad dentro de su territorio ancestral con ocasión de la concesión otorgada sin consulta previa mediante Contrato número 002 del 4 de julio de 2005 en el Parque Nacional Natural Tayrona, con miras a garantizar su supervivencia física, cultural, social y económica, y en aras de garantizar los derechos fundamentales de las comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta.

Que el 20 de mayo de 2014 se llegó a una protocolización de acuerdos en el marco de la consulta previa adelantada entre Parques Nacionales Naturales de Colombia y los pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta y coherentemente con la dinámica surgida de este proceso, se programaron reuniones de seguimiento a los compromisos adquiridos. En virtud de este proceso de consulta, así como del ejercicio de "Diagnóstico de las afectaciones del área del Parque Tayrona desde la visión cultural indígena" elaborado por el Consejo Territorial de Cabildos de la Sierra Nevada de Santa Marta, la OGT, OWYBT, CIT y OIK en el 2014, los pueblos indígenas solicitaron el cierre del Parque Nacional Natural Tayrona al turismo por el término de un mes, tiempo en el cual los mamós adelantarían trabajos espirituales con el objetivo de que "la naturaleza entre en equilibrio y todo lo que existe adentro".

Que producto de este compromiso y de la existencia de requerimientos tanto biológicos, ecológicos y culturales para el cierre del área, Parques Nacionales Naturales de Colombia expidió la Resolución número 432 del 26 de octubre de 2015, por medio de la cual se prohíbe el ingreso de visitantes, la prestación de servicios ecoturísticos al PNN Tayrona y se dictan otras disposiciones, y en ese sentido, se dio el cierre temporal del área protegida desde el 1º hasta el 30 de noviembre de 2015.

Que este cierre temporal fue altamente positivo para el PNN Tayrona, porque permitió las condiciones para el desarrollo de prácticas culturales, actividades de limpieza de playas, mantenimiento de vías de acceso, recuperación de ecosistemas y reducción de la presión en el recurso hídrico generada por la alta demanda por el flujo de visitantes, entre otros beneficios que fueron referidos por el Jefe del área protegida y que están contenidos en el Concepto técnico elaborado por la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas de fecha 2 de diciembre de 2016.

Que los beneficios del cierre temporal en noviembre de 2015, en las distintas dimensiones de los valores objeto de protección en el Parque Nacional Natural Tayrona, pusieron en evidencia la conveniencia de implementar esta medida de manejo con una periodicidad tal, que garantice el equilibrio entre el desarrollo y disfrute público de la vocación ecoturística del área y la salvaguarda de sus valores culturales y naturales.

Que el 27 de octubre de 2016, la Directora Territorial Caribe envió comunicación a la Oficina Asesora Jurídica, indicando que en el marco de la coordinación y relacionamiento con los Pueblos Indígenas de la Sierra se había identificado la necesidad de planificar la medida de cierres temporales para el área protegida, concertando el siguiente cierre para el periodo comprendido entre el 28 de enero y el 28 de febrero de 2017.

Que a su vez la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas de PNNC, con memorando número 2016200004623 del 5 de diciembre de 2016, remitió a la Oficina Jurídica el Concepto Técnico número 20162300001966 de 02/12/2016, relacionado con el cierre temporal del Parque Nacional Natural Tayrona del 28 de enero al 28 de febrero de 2017, inclusive, como medida de manejo que permitirá controlar y disminuir presiones sobre el medio natural y en concordancia con la solicitud elevada por los pueblos indígenas.

Que el mencionado concepto técnico hace referencia al informe del Parque Nacional Natural Tayrona de fecha 31 de octubre de 2016, en el que se describen los resultados positivos del cierre temporal del Parque Nacional Natural Tayrona en noviembre de 2015 y se adjunta como evidencia un registro fotográfico.

Igualmente, el concepto técnico se detiene en explicar la conveniencia del cierre temporal del área para facilitar o coadyuvar los procesos de restauración que se adelantan en el Parque: "(...) La continuidad de las actividades de restauración, con las que se pretende mitigar los impactos negativos generados por presiones naturales y antrópicas, se vería beneficiada con un cierre temporal del acceso al Parque, ya que esta medida de manejo permitirá generar espacios operativos y mayor dedicación del personal para este fin. En este orden de ideas, es de suma importancia establecer medidas de manejo que permitan la recuperación de áreas degradadas, entre ellas la suspensión de ciertas actividades dentro del Parque...".

Que el Concepto Técnico número 20162300001966 de 02/12/2016 concluye que:

"(...) Teniendo en cuenta los pronunciamientos del Parque Nacional Natural Tayrona y lo evidenciado en las visitas técnicas realizadas por la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, el cierre realizado en noviembre de 2015 fue beneficioso para el Parque y permitió, entre otras cosas, el adecuado manejo de residuos sólidos, el mantenimiento de accesos, el avistamiento de especies, el reporte y registro de nuevas especies, lo cual favoreció el manejo del Área Protegida, en cumplimiento de la misión de la Entidad.

Por otra parte, con el cierre propuesto para el mes de febrero de 2017, se podrán realizar diversas acciones en el marco del ejercicio de la autoridad ambiental y los pueblos indígenas podrán de igual forma adelantar sus actividades tradicionales y ancestrales.

Asimismo, en ese periodo se podrán desarrollar acciones de restauración ecológica, recuperación y mejora de las cárcavas producidas por el tránsito de equinos por el camino de los arrieros".

Que otro beneficio que se deriva del cierre temporal propuesto es la disminución en el consumo de agua para la prestación de servicios ecoturísticos, lo cual contribuirá a que las fuentes hídricas recuperen su capacidad de regulación. Sobre este aspecto, la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas mediante memorando número 201623000012573 del 09/12/2016, da alcance al Concepto Técnico número 20162300001966 de 02/12/2016 y describe el avance en las medidas de manejo adoptadas en el cierre temporal de noviembre de 2015 y concluye que "como se aprecia en los párrafos anteriores, la Entidad ha llevado

a cabo acciones orientadas a monitorear el recurso hídrico en el Área Protegida y así dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el cierre de la vigencia 2015, lo cual continuará y coadyuvará con el cierre planteado para el 2017". (Subrayado fuera de texto).

Que este tipo de medidas de manejo requiere el concurso y acompañamiento interinstitucional y de la fuerza pública para el efectivo seguimiento y control de su cumplimiento; en tal sentido el Jefe del Parque Nacional Natural Tayrona deberá coordinar con los representantes de la fuerza pública las actividades que se requieran para el cabal cumplimiento de la medida que se adopta en esta resolución.

Que amparados en la solicitud realizada por los pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta, y en la necesidad de las medidas de manejo referidas, se advierte la necesidad de efectuar el cierre temporal del Parque y en consecuencia la prohibición temporal del ingreso de visitantes y prestadores de servicios ecoturísticos al mismo por un periodo de un mes.

Que la presente resolución fue publicada en la página web de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8º de la Ley 1437 de 2011, durante los días 12 al 14 de diciembre de 2016, sin que se hayan recibido comentarios o aportes.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1º. Ordenar el cierre temporal y en consecuencia prohibir el ingreso de visitantes y la prestación de servicios ecoturísticos en el Parque Nacional Natural Tayrona desde el día veintiocho (28) de enero de 2017 hasta el día veintiocho (28) de febrero de 2017 inclusive, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.

Parágrafo 1º. La prohibición de ingreso establecida en este artículo, incluye a los prestadores de servicios ecoturísticos.

Parágrafo 2º. El Jefe del Parque Nacional Natural Tayrona coordinará con el apoyo de la Oficina de Gestión del Riesgo y la Dirección Territorial Caribe, la presencia de las autoridades de Policía Nacional, Ejército Nacional, Unidad de Guardacostas y demás entidades necesarias a fin de garantizar el cumplimiento de la medida de cierre implementada en el presente acto administrativo.

Artículo 2º. Comuníquese la presente medida al representante legal de la Unión Temporal Concesión Tayrona y requiérasele para que no se realicen preventas de boletería para las fechas comprendidas entre el 28 de enero de 2017 y el 28 de febrero de 2017.

Artículo 3º. Comuníquese el presente acto administrativo a la Dirección Territorial Caribe de esta entidad, al Jefe del Parque Nacional Natural Tayrona, al Comandante de Policía Metropolitana de Santa Marta, Comandante Estación de Guardacostas de Santa Marta, Capitanía de Puerto de Santa Marta, al Viceministro de Turismo, y a los Cabildos Gobernadores de los pueblos indígenas Kogui, Wiwa, Arhuaco y Kankuamo.

Comisiónese al Jefe del área protegida para que se sirva efectuar las comunicaciones aquí señaladas.

Igualmente, se deberá remitir copia de la presente resolución a la Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, la Subdirección de Sostenibilidad y Negocios Ambientales, la Subdirección Administrativa y Financiera, Grupo de Comunicaciones y a la Oficina de Gestión del Riesgo de Parques Nacionales Naturales de Colombia.

Artículo 4º. Por intermedio del Jefe del Área Protegida, remítase copia del presente acto administrativo al Alcalde del Distrito de Santa Marta y a la Gobernación del Magdalena, para que se fije en un lugar visible de sus respectivos despachos, para que concurren en el control del cumplimiento del presente acto administrativo.

Artículo 5º. Publíquese en el *Diario Oficial* y en la página web de Parques Nacionales Naturales de Colombia.

Artículo 6º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de diciembre de 2016.

La Directora General Parques Nacionales Naturales de Colombia,

Julia Miranda Londoño.

(C. F.).

EMPRESAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES DEL ESTADO

Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía

ACUERDOS

ACUERDO NÚMERO 07 DE 2016

(diciembre 19)

por el cual se aprueba el presupuesto de ingresos, gastos e inversión de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, para la vigencia fiscal del 1º de enero al 31 de diciembre de 2017.

La Junta Directiva de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, en ejercicio de sus atribuciones y facultades legales, conferidas por el artículo 8º, numeral 6 del Decreto-ley 353 de 1994, modificado por el artículo 5º de la Ley 973 de 2005, la Ley 1305 de 2009, y en especial el artículo 8º de la Resolución número 2416 de 1997 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 973 del 21 de julio de 2005, "por la cual se modifica el Decreto-ley 353 del 11 de febrero de 1994 y se dictan otras disposiciones", en el artículo 2º establece que la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía es una Empresa Industrial y Comercial del Estado de carácter financiero del orden nacional, organizada como establecimiento de

crédito, de naturaleza especial, dotada de personería jurídica, autonomía administrativa y capital independiente, vinculada al Ministerio de Defensa Nacional y vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia, por lo tanto, de acuerdo a su naturaleza jurídica y a la actividad que realiza, la Caja no hace parte del Presupuesto General de la Nación, y su régimen jurídico para efectos presupuestales es el señalado en la Resolución número 2416 de 12 de noviembre de 1997 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Que la Resolución número 2416 del 12 de noviembre de 1997 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, establece las normas sobre la elaboración, conformación y aprobación de los presupuestos de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado y de las Sociedades de Economía Mixta del orden nacional dedicadas a actividades financieras.

Que la citada norma, en su artículo 4°, establece que el presupuesto comprenderá un presupuesto de ingresos y un presupuesto de gastos.

Que de igual forma en su artículo 6° determina que el presupuesto de gastos: “Comprende la totalidad de los gastos operacionales y los gastos no operacionales. Dentro de los gastos operacionales deberán discriminarse los gastos administrativos y los demás gastos”.

Que mediante Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009, la Junta Directiva aprobó y expidió el estatuto presupuestal de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, el cual en el Título IV establece la Programación, Aprobación, Desagregación y Modificación del Presupuesto Anual.

Que en el artículo 15 del Título III del Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009, establece la composición del Presupuesto de Gastos e Inversión en: gastos operacionales, no operacionales, presupuesto de inversión y disponibilidad final.

Que el artículo 21 del Título IV del Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009, establece que el Gerente General debe presentar antes del 31 de octubre el Proyecto de Presupuesto Anual a la Junta Directiva para su consideración y posterior aprobación, el cual se presentó el día 25 de octubre de 2016.

Que el Decreto 2550 de 2015, “por el cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia 2016”, en el artículo 39 del Capítulo VI, literal c) define como Presupuesto de Inversión, las erogaciones susceptibles de causar réditos o de ser de algún modo económicamente productivas.

Que en virtud de la definición Gastos de Inversión en el Decreto 2550 de 2015, y lo relacionado con el presupuesto de gastos en la Resolución número 2416 de 1997 del MHCP, se establece que no hacen parte del presupuesto de gastos, los conceptos de ahorros y cesantías.

Que los conceptos mencionados en el considerando anterior tienen la naturaleza de recursos para terceros, por ende, se encuentran registrados en el pasivo de la Entidad acorde con la dinámica contable y harán parte del disponible en el flujo de caja.

Que la Entidad realizará el debido control y seguimiento del presupuesto de ingresos, gastos e inversión, así como la devolución de recursos para terceros.

Que el artículo 22 del Título IV del Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009, establece: “Cuando a juicio de la Junta Directiva hubiere necesidad de modificar el proyecto de Presupuesto Anual, lo devolverá al Gerente General de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía a más tardar el 1° de diciembre, para que se efectúen los ajustes pertinentes”.

Que se atendieron las solicitudes, requerimientos y modificaciones presentados por los miembros de la Junta Directiva.

Que en el presupuesto de ingresos, gastos e inversión se programan los recursos con el objeto de atender las necesidades de la Entidad para cumplir con las funciones asignadas por la Ley, los cuales se encuentran articulados con el Plan de Acción Institucional (PAI) y la Política de Eficiencia Administrativa.

Que en el presupuesto de gastos e inversión para la vigencia de 2017, se programan los recursos para la constitución de las cuentas por pagar presupuestales.

Que el artículo 23 del Título IV del Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009, establece que el Presupuesto Anual se aprobará con el siguiente nivel de detalle:

1. **PRESUPUESTO DE INGRESOS**
 - 1.1. **DISPONIBILIDAD INICIAL**
 - 1.2. **INGRESOS OPERACIONALES**
 - 1.2.1. APORTES DE AFILIADOS
 - 1.2.2. APORTES FONDO DE SOLIDARIDAD
 - 1.2.3. SUBSIDIOS DE VIVIENDA
 - 1.2.4. VENTA DE SERVICIOS
 - 1.2.5. RENDIMIENTOS FINANCIEROS
 - 1.2.6. OTROS INGRESOS OPERACIONALES
 - 1.3. **INGRESOS NO OPERACIONALES**
 - 1.3.1. RECURSOS DEL CRÉDITO EXTERNO O INTERNO
 - 1.3.2. VENTA DE ACTIVOS
 - 1.3.3. DONACIONES
 - 1.3.4. EXCEDENTES FINANCIEROS
 - 1.3.5. OTROS INGRESOS NO OPERACIONALES
 - 1.4. **APORTES DE LA NACIÓN**
2. **PRESUPUESTO DE GASTOS Y DE INVERSIÓN**
 - 2.1. **GASTOS OPERACIONALES**
 - 2.1.1. GASTOS ADMINISTRATIVOS
 - 2.1.2. GASTOS DE OPERACIÓN Y SERVICIOS
 - 2.1.3. OTROS GASTOS OPERACIONALES
 - 2.2. **GASTOS NO OPERACIONALES**
 - 2.2.1. SERVICIO DE LA DEUDA
 - 2.2.2. DEVOLUCIONES A AFILIADOS
 - 2.2.3. OTROS GASTOS NO OPERACIONALES

2.3. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

2.3.1. PROYECTOS DE INVERSIÓN

3. DISPONIBILIDAD FINAL

Que una vez aprobado el Presupuesto Anual de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía de la vigencia 2017, por los miembros de la Junta Directiva, el Gerente General mediante resolución, realizará la desagregación del presupuesto de ingresos y del presupuesto de gastos e inversión, dando cumplimiento al artículo 26 del Título IV del Acuerdo 01 del 19 de febrero de 2009,

ACUERDA:

Artículo 1°. Aprobar el presupuesto de ingresos, gastos e inversión de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, para la vigencia del 1° de enero a 31 de diciembre de 2017, con el siguiente nivel de detalle:

(Cifras en pesos)

1.	PRESUPUESTO DE INGRESOS	1.965.114.834.000
1.1	DISPONIBILIDAD INICIAL	586.563.787.000
1.2	INGRESOS OPERACIONALES	1.368.287.954.000
1.2.1	APORTES AFILIADOS (MDN-FE. MM. Y PONAL)	958.067.219.000
1.2.2	APORTES FONDO DE SOLIDARIDAD	8.233.884.000
1.2.3	SUBSIDIOS DE VIVIENDA	244.663.395.000
1.2.4	VENTA DE SERVICIOS	4.213.215.000
1.2.5	RENDIMIENTOS FINANCIEROS	153.110.241.000
1.3	INGRESOS NO OPERACIONALES	10.263.093.000
1.3.5	INGRESOS NO OPERACIONALES	10.263.093.000
2	PRESUPUESTO DE GASTOS Y DE INVERSIÓN	639.662.172.000
2.1	GASTOS OPERACIONALES	57.305.570.000
2.1.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS	42.378.804.000
2.1.2	GASTOS DE OPERACIÓN Y SERVICIOS	14.926.766.000
2.3	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN	582.356.602.000
2.3.1	PROYECTOS DE INVERSIÓN	582.356.602.000
3	DISPONIBILIDAD FINAL	1.325.452.662.000
	TOTAL PRESUPUESTO DE GASTOS Y DE INVERSIÓN MÁS DISPONIBILIDAD FINAL	1.965.114.834.000

Artículo 2°. El Área de Finanzas - Grupo de Presupuesto, incorporará dentro de sus registros, el presupuesto de ingresos, gastos e inversión de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, para la vigencia del 1° de enero a 31 de diciembre de 2017, aprobado por la Junta Directiva, en sesión ordinaria del mes de diciembre de 2016.

Artículo 3°. Para efectos fiscales el presente Acuerdo rige a partir del 1° de enero de 2017. Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 19 de diciembre de 2016.

El Presidente Junta Directiva,

General (RA) *José Javier Pérez Mejía.*

Viceministro de Defensa para el GSED y Bienestar

La Secretaria Junta Directiva Caja Honor,

Abogada *Laura Alejandra Samacá Caro.*

Constancia: La suscrita Secretaria de la Junta Directiva hace constar que el presente acto administrativo fue aprobado mediante Acta de Junta Directiva número (...) del... y publicado en el *Diario Oficial* número (...) del...

La Secretaria Junta Directiva Caja Honor,

Abogada *Laura Alejandra Samacá Caro.*

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21700123. 18-I-2017. Valor \$290.300.

VARIOS

Dirección de Personal de Instituciones Educativas de la Secretaría de Educación del departamento de Cundinamarca

EDICTOS

El suscrito Profesional Especializado de la Dirección de Personal de Instituciones Educativas de la Secretaría de Educación del departamento de Cundinamarca,

CITA Y EMPLAZA:

A todas las personas que se crean con derecho a reclamar prestaciones sociales y económicas del docente Héctor Helí Moyano Escobar, quien se identificaba con la cédula de ciudadanía número 2898148 de Bogotá, que prestaba sus servicios al departamento de Cundinamarca y que dejó de existir el día veintinueve (29) de noviembre de 2016.

Se ha presentado a reclamar la señora Nohora Judith Sánchez de Moyano, que se identifica con la cédula de ciudadanía número 41300205 de Cajicá, en calidad de **cónyuge** del educador fallecido.

Dada en Bogotá, D. C., a 18 de enero de 2017.

El Profesional Especializado,

Jorge Miranda González.

Primer aviso.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21700125. 18-I-2017. Valor \$53.600.

Cooperativa del Magisterio

AVISOS

Bogotá, D. C., enero 13 de 2017.

La señora Elsy Triana de Fernández, quien en vida se identificaba con cédula de ciudadanía número **41415337**, falleció en la ciudad de Bogotá, el día 18 de diciembre de 2016. Quienes crean tener derecho a solicitar el reintegro de los ahorros, aportes y demás derechos que la asociada tenía en Codema pueden acercarse a sus oficinas en la calle 39B N° 19-15 en Bogotá, D. C. Se establece un plazo máximo de dos (2) meses para la presentación de la solicitud del auxilio a partir de la fecha del deceso, según artículo 15 parágrafo 1° del reglamento del Fondo de Solidaridad de la Cooperativa del Magisterio.

Atentamente,
La Gerente Financiera,

María Hilse Báez Fuentes.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21700124. 18-I-2017. Valor \$53.600.

Secretaría de Educación del Distrito de Bogotá, D. C.

EDICTOS

La Dirección de Talento Humano de la Secretaría de Educación del Distrito de Bogotá D. C.,

AVISA:

Que, Myriam Romero Moreno, identificada con cédula de ciudadanía número 41624840 de Bogotá, D. C., respectivamente, en calidad de compañera permanente, ha solicitado mediante radicado E-2016-190337 del 1° de noviembre de 2016, el reconocimiento, sustitución y pago de las prestaciones socioeconómicas que puedan corresponder al señor Alirio Quintero Briceño (q.e.p.d.), quien en vida se identificó con cédula de ciudadanía número 4250629 de Soatá, fallecido el día 14 de septiembre de 2016, toda persona que se crea con igual o mejor derecho deberá hacer valer ante la Dirección de Talento Humano, dentro de los treinta (30) y quince (15) días siguientes a la publicación del primer y segundo avisos, respectivamente.

Radición S-2016-170472.

La Profesional Especializada,

Janine Parada Nuván.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21700030. 4-I-2017. Valor \$53.600.

HV Televisión SAS

AVISOS

HV Televisión SAS se permite informar que mediante Resolución número 00076 del 1° de diciembre de 2016, por la cual se califican algunos contribuyentes, responsables y agentes de retención como Grandes Contribuyentes, la DIAN otorgó la calidad de Gran Contribuyente a HV Televisión SAS, NIT 800.132.211-6, por los años 2017 y 2018, resolución que rige a partir del 1° de enero de 2017.

Firma ilegible.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo Davivienda 1679601. 18-I-2017. Valor \$53.600.

CONTENIDO

MINISTERIO DEL INTERIOR		Págs.
DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA		
Resolución conjunta número 0065 de 2017, por la cual se crea una Misión Electoral Especial.....	1	
Fe de erratas.....	2	
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO		
Decreto número 011 de 2017, por el cual se efectúa un ajuste en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2017.....	2	
UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES		
Comisión de Regulación de Energía y Gas		
Resolución número 179 de 2016, por la cual se aprueba el cargo máximo base de comercialización de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante especial conformado por la vereda de Puente de Piedra, perteneciente al municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P.....	4	
Resolución número 186 de 2016, por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).	4	
Resolución número 199 de 2016, costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	6	
Resolución número 229 de 2016, por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., (EPSA).....	7	

Resolución número 230 de 2016, por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P., Ecartago.	8
Resolución número 232 de 2016, por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Ruitoque S. A. E.S.P.....	9
Resolución número 233 de 2016, por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P., Cetsa.	10
Aviso número 158 de 2016	11
Aviso número 159 de 2016	11
Aviso número 001 de 2017	12
Parques Nacionales Naturales de Colombia	
Resolución número 0591 de 2016, por la cual se elimina del Sistema Único de Información de Trámites (SUIT) un trámite ambiental en Parques Nacionales Naturales de Colombia.	12
Resolución número 0653 de 2016, por medio de la cual se ordena el cierre temporal y se prohíbe el ingreso de visitantes, la prestación de servicios ecoturísticos en el Parque Nacional Natural Tayrona y se toman otras determinaciones.....	13
EMPRESAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES DEL ESTADO	
Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía	
Acuerdo número 07 de 2016, por el cual se aprueba el presupuesto de ingresos, gastos e inversión de la Caja Promotora de Vivienda Militar y de Policía, para la vigencia fiscal del 1° de enero al 31 de diciembre de 2017.....	14
V A R I O S	
Dirección de Personal de Instituciones Educativas de la Secretaría de Educación del departamento de Cundinamarca	
El suscrito Profesional Especializado de la Dirección de Personal de Instituciones Educativas de la Secretaría de Educación del departamento de Cundinamarca, cita y emplaza a todas las personas que se crean con derecho a reclamar prestaciones sociales y económicas del docente Héctor Helí Moyano Escobar, que dejó de existir.....	15
Cooperativa del Magisterio	
Avisa que Elsy Triana de Fernández, falleció en la ciudad de Bogotá, quienes crean tener derecho a solicitar el reintegro de los ahorros, aportes y demás derechos que la asociada tenía en Codema pueden acercarse a sus oficinas en la calle 39B N° 19-15 en Bogotá, D. C.....	16
Secretaría de Educación del Distrito de Bogotá, D. C.	
La Dirección de Talento Humano de la Secretaría de Educación del Distrito de Bogotá D. C., avisa que, Myriam Romero Moreno, ha solicitado el reconocimiento, sustitución y pago de las prestaciones socioeconómicas que puedan corresponder a Alirio Quintero Briceño (q.e.p.d.)	16
HV Televisión SAS	
Se permite informar que mediante Resolución número 00076 del 1° de diciembre de 2016, por la cual se califican algunos contribuyentes, responsables y agentes de retención como Grandes Contribuyentes, la DIAN otorgó la calidad de Gran Contribuyente a HV Televisión SAS, NIT 800.132.211-6.....	16

IMPRESA NACIONAL DE COLOMBIA - 2017



Diario Oficial
Cupón de Suscripción

Nombre o razón social: _____
 Apellidos: _____
 C.C. o NIT. No.: _____
 Dirección envío: _____
 Teléfono: _____ Fecha: _____
 Ciudad: _____
 Departamento: _____

Los pagos podrán efectuarse así: Davivienda cuenta de ahorros número 001969999539; Banco Agrario cuenta número 3192000339-4, a favor de la **Imprenta Nacional de Colombia**, en el formato indicado para tal fin que se encuentra disponible en los bancos mencionados.

Tarjeta de Crédito:

Visa

Suscripción nueva Renovación

Sí No Sí No

Valor suscripción anual: \$210.900 - Bogotá, D. C.
 \$210.900 - Otras ciudades, más los portes de correo.
 \$308.600 - Fuera de Colombia, más los portes de correo.

Suscripción electrónica: \$210.900

Suscripción Anual

En caso de consignación, favor remitirla vía fax al 4578034 adjuntando este cupón. Para mayor información, dirigirse a la Carrera 66 N° 24-09 (Av. Esperanza con Av. 68), Imprenta Nacional de Colombia-Grupo de Promoción y Divulgación, o comunicarse con nuestra línea de Servicio al Cliente: 4578044.