



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	09/05/2022
Proyecto de Resolución:	Por la cual se actualizan las Áreas de Distribución – ADD previamente definidas por el Ministerio de Minas y Energía

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

1.1. ANTECEDENTES:

La siguiente figura resume los antecedentes normativos relacionados con la definición e implementación del mecanismo de Áreas de Distribución – ADD dentro del esquema de liquidación y remuneración del cargo de distribución de los agentes comercializadores y operadores de red:

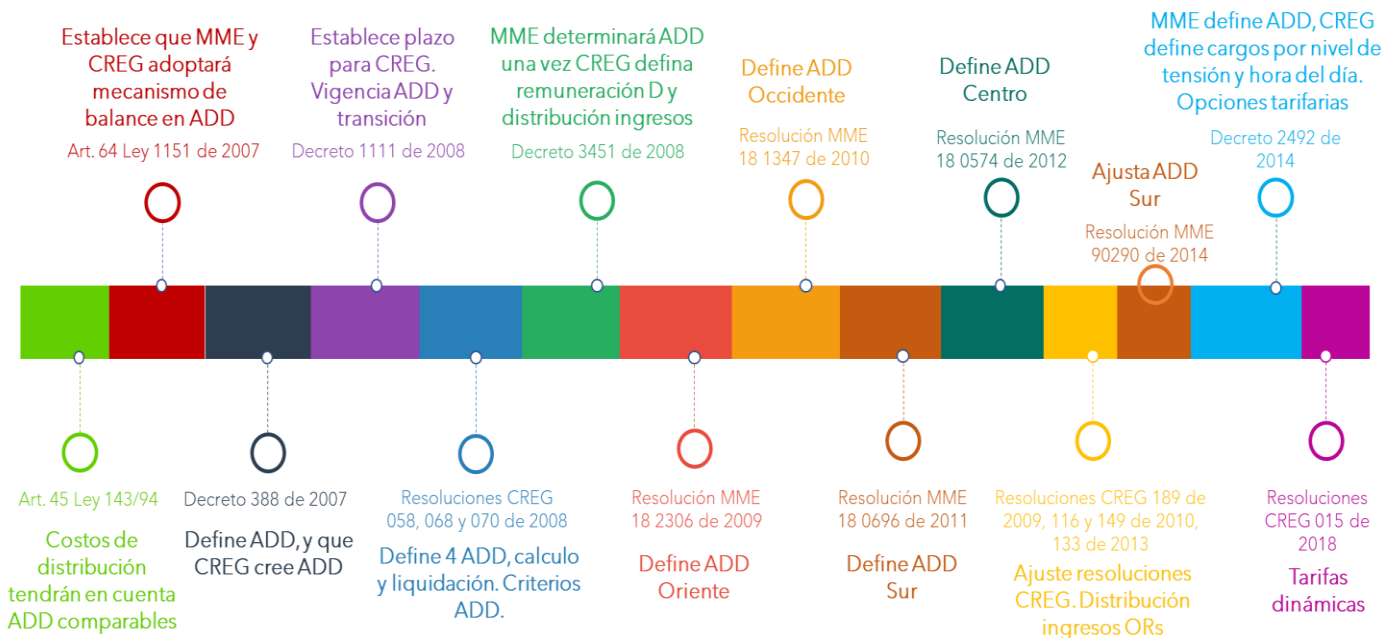


Figura 1. Antecedentes normativos de las Áreas de Distribución – ADD

Al respecto, se resalta que desde la Ley 143 de 1994 y la Ley 1151 de 2007 se han incluido referencias relacionadas con las ADD, la primera de una manera muy general y la segunda estableciendo específicamente el mandato legal, tal y como se transcriben a continuación:

Ley 143 de 1994. ARTÍCULO 45. Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

Ley 1151 de 2007. ARTÍCULO 64. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. El Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptarán los mecanismos que permitan realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica que presten el servicio en la misma área de distribución.



PARÁGRAFO. El Gobierno Nacional, en un plazo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia de esta ley, definirá “área de distribución”.¹

En cumplimiento del mandato legal, el Gobierno nacional expidió el Decreto 388 de 2007, el cual ha sido modificado mediante los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014 y además compilado en el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía -DUR, 1073 de 2015.

El artículo 2.2.3.1.2. del DUR 1073 de 2015 compiló la definición de ADD tal y como se transcribe a continuación:

Para los efectos señalados en el párrafo del artículo 64 de la Ley 1151 de 2007, se adopta como definición de áreas de distribución la siguiente: “Conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley. Subrayado propio.

De igual forma, el artículo 2.2.3.2.2.1. del DUR 1073 de 2015 estableció:

Conformación de Áreas de Distribución. *El Ministerio de Minas y Energía conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día. Adicionalmente la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD.*

La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

La CREG determinará los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes Operadores de Red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR en cada ADD. De igual manera, para la conformación de las ADD, la CREG podrá hacer uso de las disposiciones establecidas en el inciso 73.14 del artículo 73 de la Ley 142”. Subrayado propio.

Además, se debe considerar lo establecido por la Ley 143 de 1994, en su artículo 44, reglamentado por el Decreto Nacional 3860 de 2005:

“El régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía, manteniendo a la vez el principio de solidaridad y redistribución del ingreso mediante la estratificación de las tarifas”

Por suficiencia financiera se entiende que las empresas eficientes tendrán garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de electricidad y el monto de los subsidios que reciban en compensación por atender a usuarios residenciales de menores ingresos.”

Ahora bien, es necesario señalar que según la ley por principio de neutralidad se entiende lo siguiente:

- Que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de

¹ El texto de este artículo, al no haber sido derogado expresamente, continuará vigente hasta que sea derogado o modificado por norma posterior, según lo dispuesto por el artículo 336 de la Ley 1955 de 2019, 'por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”’, publicada en el Diario Oficial No. 50.964 de 25 de mayo 2019.



este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades. (Artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994)

- Asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios. (Artículo 3 de la Ley 142 de 1994)
- Que el principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio. (Artículo 6 de la Ley 143 de 1994)

Con el fin de dar cumplimiento al mandato dado por el DUR 1073 de 2015 y por el Decreto 388 de 2008, la CREG expidió la Resolución CREG 058 de 2008 que estableció la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso Único de redes de distribución en las ADD, para los niveles de tensión 1, 2 y 3; definió los procesos de recaudo de ingresos y liquidación de los OR que integran cada ADD; adicionalmente definió las funciones y reglas que debe cumplir el LAC en relación con su rol frente a las ADD.

En concordancia con el DUN 1073 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía definió la conformación de cuatro ADD: Oriente, Occidente, Centro y Sur. Las cuales están integradas por 24 de las 29 empresas operadoras de red. Lo anterior, significa que existen cinco empresas que no hacen parte de ninguna de las ADD existentes: AIR-E, CARIBEMAR (AFINIA), CELSIA TOLIMA (Actual CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P), DISPAC y ENERGUAVIARE. La ubicación geográfica de las ADD se puede observar en la siguiente figura y su conformación se detalla más adelante.

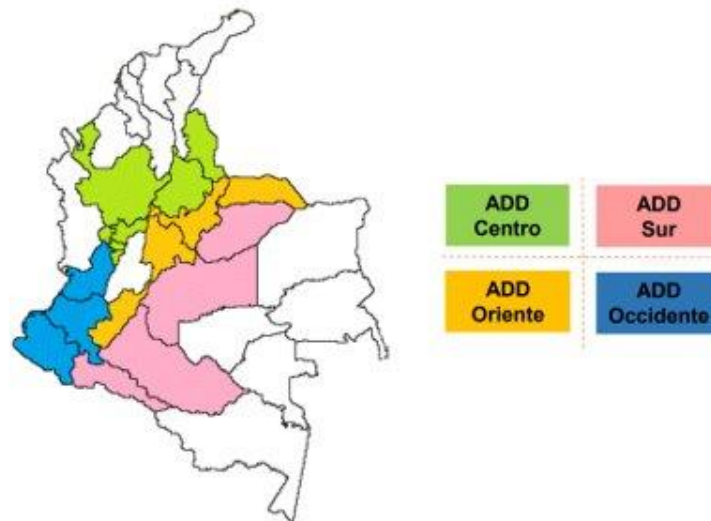


Figura 2. Conformación de las ADD

a) La Resolución MME 18 2306 del 16 de diciembre de 2009 determinó la creación del área de Distribución Oriente, integrada por los siguientes OR:

- Codensa S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P - ENELAR
- Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. - EEC
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA
- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. - ELECTROHUILA

b) La Resolución MME 18 1347 del 27 de julio de 2010, creó la ADD Occidente, conformada por los siguientes OR:

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. - EMEESA



- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - EPSA
- Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. - CETSA
- Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P. - EMCARTAGO
- Empresas Municipales de Cali EICE - EMCALI
- Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.
- Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. - CEDENAR

c) La Resolución MME 18 0696 del 4 de mayo de 2011, modificada por la Resolución 9 0290 del 11 de marzo de 2014², definió la ADD Sur, conformada por los siguientes OR:

- Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. - EMEVASI
- Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. - ELECTROCAQUETA
- Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - EEPUTUMAYO
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. - EEBP
- Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.- EMSA
- Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. - ENERCA

d) La Resolución MME 18 0574 del 24 de abril de 2012, creó la ADD Centro, conformada por los siguientes OR:

- Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS
- Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P. - EPM
- Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ
- Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P. - EEP
- Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC
- Ruitoque S. A. E.S.P.

De la conformación de ADD realizada por este Ministerio, entre los años 2009 y 2012, se evidencia que algunas de las empresas listadas han presentado cambios en su existencia, integración de mercados, intervención, entre otros. A continuación, se hace un recuento de esto:

- Por medio de la Resolución CREG 199 de 2016 se definieron los 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 la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., esto significó la desaparición del Operador de Red EEC, el cual conformaba el ADD ORIENTE.
- Por medio de la escritura 3862 con fecha de 28 de noviembre de 2019³, EPSA informa entre otros que tomó la decisión de modificar la denominación social de la compañía por CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., por cuanto en la práctica es esta última empresa con el mercado del Valle del Cauca quien se considera dentro de la ADD OCCIDENTE.
- Como resultado de la toma de posesión para la administración de Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. – CEDELCA realizada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD mediante Resolución 009925 del 20 de diciembre de 1999, la cual migró a toma de posesión con fines liquidatorios y posterior levantamiento; el 28 de junio de 2010 se suscribió con la Compañía Energética de Occidente – CEO el contrato de operación mediante el cual, ésta última, asumió el riesgo de adelantar las labores de operación técnica y comercial, así como la inversión, ampliación, rehabilitación y mantenimiento de la infraestructura mediante la cual se presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento del Cauca.

² Elimina la Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P. de la ADD Sur.

³ Se puede consultar en el enlace: https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/03/CELSIA_COL-EP_Cambio_de_razon_social-1.pdf



Se resalta que la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CEO, mediante la Resolución CREG 141 de 2019, modificada por la Resolución CREG 198 de 2021.

- En el marco de la intervención a Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P. – EMCARTAGO, la SSPD determinó que la solución empresarial era la vinculación de un Aliado Estratégico. En este sentido, el 12 de febrero de 2020 se adjudicó a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. - EEP la operación de las actividades de distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en el área de prestación de EMCARTAGO desde el 13 de abril de 2020 y por un plazo de 20 años. No obstante, se resalta que la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por EMCARTAGO, mediante la Resolución CREG 019 de 2020, modificada por la Resolución CREG 166 de 2021.
- De igual forma, es importante resaltar que la empresa operadora del mercado de Tolima, que no pertenece a ninguna ADD, ha modificado su denominación social pasando por ENERTOLIMA S.A. E.S.P., CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P y recientemente ha sido absorbida por la empresa CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., quien ha decidido no integrar sus mercados. Lo anterior significa que en la práctica CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., operador del mercado del Valle del Cauca, continúa perteneciendo a la ADD OCCIDENTE y CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., operador del mercado de Tolima, continúa sin pertenecer a alguna ADD, hasta que no se oficialice una nueva resolución que disponga lo contrario.

Dadas las casuísticas anteriores, inicialmente se ha identificado la necesidad de actualizar la conformación de las ADD, haciendo referencia a las empresas existentes que reciben la aprobación de los planes de inversión por parte de la CREG y, adicional a las resoluciones que se pretenden derogar, que operan cada uno de los mercados.

Para realizar lo anterior, se deben considerar algunas de las definiciones resumidas en la Resolución CREG 015 de 2018:

Operador de red de STR y SDL, OR: *persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.*

Sistema de Distribución Local (SDL): *sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.*

Además, se resalta que el artículo 23 de la Ley 142 de 1994 señala:

Ámbito territorial de operación. *Las empresas de servicios públicos pueden operar en igualdad de condiciones en cualquier parte del país, con sujeción a las reglas que rijan en el territorio del correspondiente departamento o municipio.*

Según lo dispuesto por el citado artículo 23 de la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos pueden operar en cualquier parte del país, lo que conduce a indicar que se encuentran facultados para atender diferentes mercados ubicados en una o en diferentes ADD.

Por todo lo anterior, en especial el hecho de que en el desarrollo de la actividad relacionada con la prestación del servicio de energía eléctrica se han presentado diferentes situaciones relacionadas con enajenación, transferencia de activos, contrataciones de arrendamiento, integraciones empresariales, liquidación de empresas prestadoras del servicio, constitución de nuevas empresas, integración de mercados, entre otros, se hace necesaria la actualización de la composición de cada una de las ADD definidas previamente por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de considerar las personas jurídicas que actualmente tienen a cargo las responsabilidades para el desarrollo de las actividades de distribución de energía eléctrica en los mercados incumbentes.

**1.2. MERCADOS Y EMPRESAS OPERADORAS DE RED:**

A continuación, se resumen los mercados que existen en la actualidad junto con las empresas que los operan según el Sistema Único de Información – SUI de la SSPD. En cada caso se asocia la ADD que en la práctica está siendo actualmente relacionada con estos mercados y empresas.

Tabla 1. Mercados y empresas operadoras

CODIGO SUI MERCADO	MERCADO	CODIGO SUI EMPRESA	OPERADOR DE RED	ADD
160	SANTANDER	524	ESSA S.A. E.S.P.	CENTRO
161	NORTE DE SANTANDER	604	CENS S.A. E.S.P.	CENTRO
162	CALDAS	502	CHEC S.A. E.S.P.	CENTRO
163	PEREIRA	2073	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO
164	QUINDIO	523	EDEQ S.A. E.S.P.	CENTRO
303	RUITOQUE	1737	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO
704	ANTIOQUIA CREG 078/07	564	EPM E.S.P.	CENTRO
165	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	2438	EMCALI E.I.C.E. E.S.P.	OCCIDENTE
166	TULUA	637	GETSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE
168	CARTAGO	2073	EEP ⁴ S.A. E.S.P.	OCCIDENTE
172	CAUCA	23442	CEO ⁵ S.A.S. E.S.P.	OCCIDENTE
173	NARIÑO	520	CEDENAR S.A. E.S.P.	OCCIDENTE
301	POPAYAN - PURACE	694	EMEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE
561	CELSIA VALLE DEL CAUCA	536	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE
158	BOYACA	500	EBSA S.A. E.S.P.	ORIENTE
159	ARAUCA	599	ENELAR S.A. E.S.P.	ORIENTE
170	HUILA	1014	ELECTRO HUILA S.A. E.S.P.	ORIENTE
176	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	2103	CODENSA S.A. E.S.P.	ORIENTE
171	CAQUETA	1032	ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.	SUR
175	META	600	EMSA S.A. E.S.P.	SUR
461	PUTUMAYO	2016	EE PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SUR
481	SIBUNDOY	1846	EMEVASI S.A. E.S.P.	SUR
601	BAJO PUTUMAYO	2371	EEBP S.A. E.S.P.	SUR
703	CASANARE	3370	ENERCA S.A. E.S.P.	SUR
443	CARIBE MAR (AFINIA)	48305	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P (AFINIA)	SIN ADD
444	CARIBE SOL (AIR-E)	48307	AIR-E S.A.S. E.S.P.	SIN ADD
157	CHOCO	3226	DISPAC S.A. E.S.P.	SIN ADD
169	TOLIMA	536	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	SIN ADD
681	GUAVIARE	3076	ENERGUAVIARE E.S.P.	SIN ADD

⁴ Empresa que está encargada de la operación de las actividades de distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en el área de prestación de EMCARTAGO desde el 13 de abril de 2020 y por un plazo de 20 años.

⁵ Empresa que gestiona los activos de Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. desde agosto de 2010.



En esta sección es importante resaltar que cada uno de los mercados listados en la tabla anterior presentan Costos Unitarios (CU) diferentes, debido a que el valor de cada una de sus componentes: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D), Comercialización (C), Pérdidas (P) y Restricciones (R), es inherente a cada mercado, operador de red y comercializador.

La siguiente gráfica muestra el promedio de cada una de las componentes del CU para el año 2021 y cada mercado.

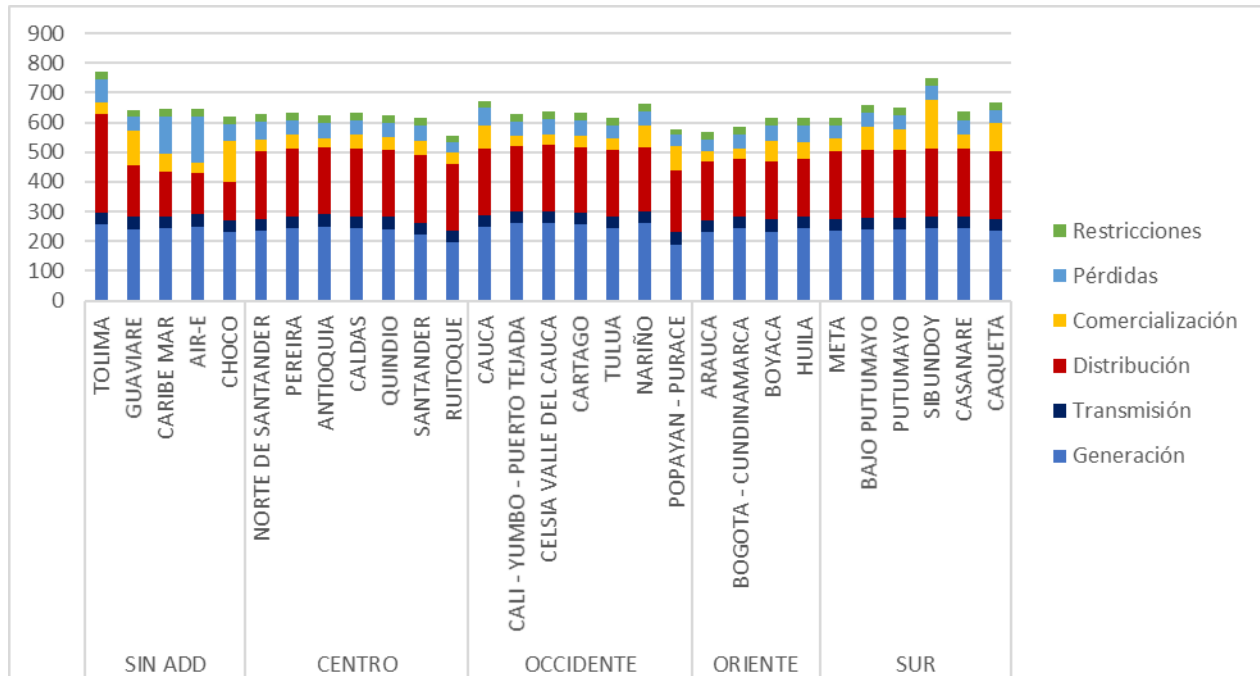


Figura 3. Costos Unitarios de cada mercado discriminado por componentes. Promedios año 2021. Información tomada del SIU

De la gráfica anterior se puede evidenciar lo siguiente:

- Las componentes que más aportan al valor del CU son: Generación (~38%) y Distribución (~34%). Lo anterior, implica que el resto de las componentes: Restricciones, Pérdidas, Comercialización y Transmisión, aportan aproximadamente el 28% del valor del CU.
- Los costos de distribución son iguales para los mercados que pertenecen a la misma ADD, mientras que para los que no pertenecen a ninguna varían considerablemente.
- Para el año 2021, el mercado que tuvo el CU más elevado fue Tolima y esto se debió principalmente a que presentaron altos costos en la componente de Distribución en comparación con los demás mercados.

1.3. EMPRESAS QUE NO HACEN PARTE DE ALGUNA ADD:

Como se mencionó en los antecedentes del presente documento, la conformación de las ADD persigue diferentes objetivos: i) el incentivo de la eficiencia de los OR en cada ADD, ii) el principio de neutralidad considerando la ubicación geográfica de los mercados atendidos, entre otros.

De acuerdo con lo anterior, se realizó un análisis de la componente de distribución para los mercados que no fueron incluidos en ninguna de las ADD definidas por el Ministerio de Minas y Energía, es decir, los mercados de CARIBEMAR, CARIBE SOL, CHOCO, TOLIMA y GUAVIARE, y se compararon con las tarifas de distribución que



perciben los usuarios que pertenecen a los mercados que hacen parte de alguna de las ADD.

La siguiente gráfica⁶ muestra el promedio anual de la tarifa de distribución para cada ADD (DTUN) y para cada mercado de distribución que no pertenece a ninguna ADD (Dt):

Promedio anual DTUN y Dt [\$/kWh]

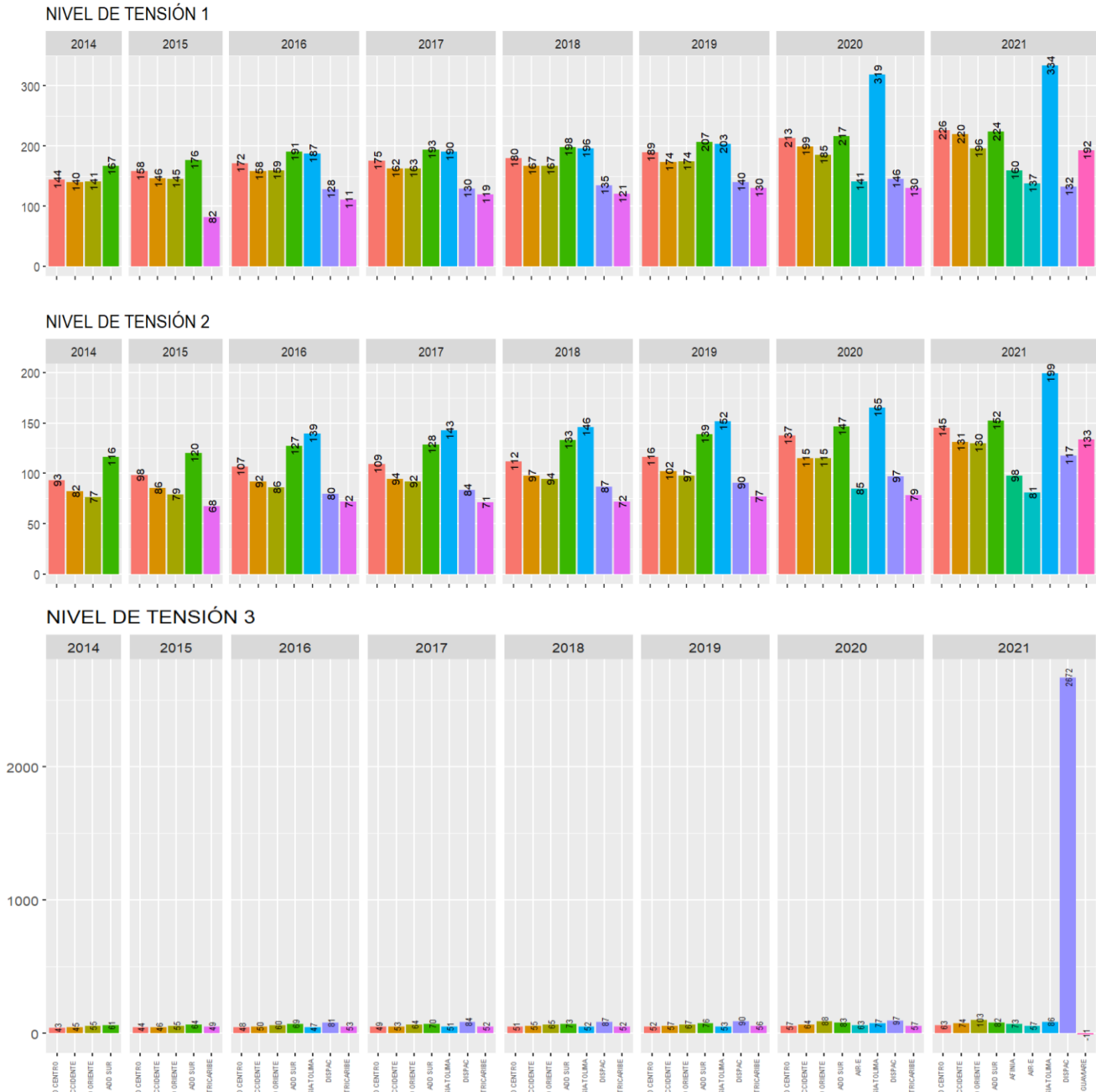


Figura 4. Comparación de tarifas de distribución que perciben los usuarios de niveles de tensión 1, 2 y 3

⁶ Información actualizada a febrero de 2022. Consultada en: <https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-lac/lac-add/lac-add-energia-facturada-y-cargos-dts>



De las gráficas se pueden realizar las siguientes observaciones:

- Las tarifas de distribución de los mercados de CARIBEMAR (AFINIA), CARIBE SOL (AIR-E), CHOCO (DISPAC) y GUAVIARE en general no han superado las tarifas calculadas para las ADD, sin embargo, se observa una situación excepcional para el mercado CHOCÓ (DISPAC), ya que en el último año presentó valores cercanos a los 2672 \$/kWh para el nivel de tensión 3.
- La tarifa de distribución del mercado de Tolima, entre los años 2014 y 2019, se mantuvo cercana a las tarifas calculadas para las ADD, sin embargo, desde el año 2020 se observan incrementos significativos, de más de 100 \$/kWh para el nivel de tensión 1 y de más de 40 \$/kWh para el nivel de tensión 2. Lo anterior, coincide con la aprobación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG⁷ del Plan de Inversiones que se ha trazado el operador del mercado Tolima, el cual es intensivo en inversiones de infraestructura eléctrica dado el rezago que se tenía en la misma y los incentivos que motivan la inversión establecidos por la Resolución CREG 015 de 2018.

1.4. OPORTUNIDAD PARA INCLUIR AL MERCADO DE TOLIMA EN UNA ADD:

Tal como se evidenció en la sección anterior, el único mercado que se vería beneficiado con su inclusión en cualquiera de las ADD es el mercado de Tolima. A continuación, se analiza la pertinencia de su inclusión, considerando lo establecido en el artículo 2.2.3.1.2. del DUR 1073 de 2015 sobre la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.

1.4.1. Cercanía geográfica:

Este criterio plantea la conformación de ADD agrupando regiones para los que sus mercados se asimilan, es decir, que guardan estrecha relación en cuanto a la distribución y comercialización de energía eléctrica, mediante aspectos como la conectividad geográfica y eléctrica de los mismos.

En cuanto a la conectividad geográfica, tal como lo muestra la Figura 2, el mercado de Tolima limita con tres de cuatro ADD. Específicamente en la ADD ORIENTE limita con los mercados de Bogotá – Cundinamarca y Huila; en la ADD CENTRO con Caldas, Pereira y Quindío, y en la ADD OCCIDENTE con Valle del Cauca y Cauca.

En cuanto a la conectividad eléctrica, se resalta que el mercado de Tolima está conectado principalmente con los mercados de Huila (ADD CENTRO) y Caquetá (ADD SUR), conformando el área eléctrica THC⁸ (Tolima-Huila-Caquetá). No obstante, también guarda una estrecha cercanía eléctrica con Cundinamarca (ADD CENTRO) y Caldas (ADD CENTRO).

1.4.2. Neutralidad:

Este criterio plantea la conformación de ADD procurando que, dentro de las mismas condiciones, exista el mismo tratamiento tarifario entre los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.

La siguiente gráfica muestra los costos unitarios de los mercados que limitan con el de Tolima:

⁷ Resolución CREG 001 de 2020

⁸ Área eléctrica utilizada como referencia en análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y XM EXPERTOS EN MERCADO.

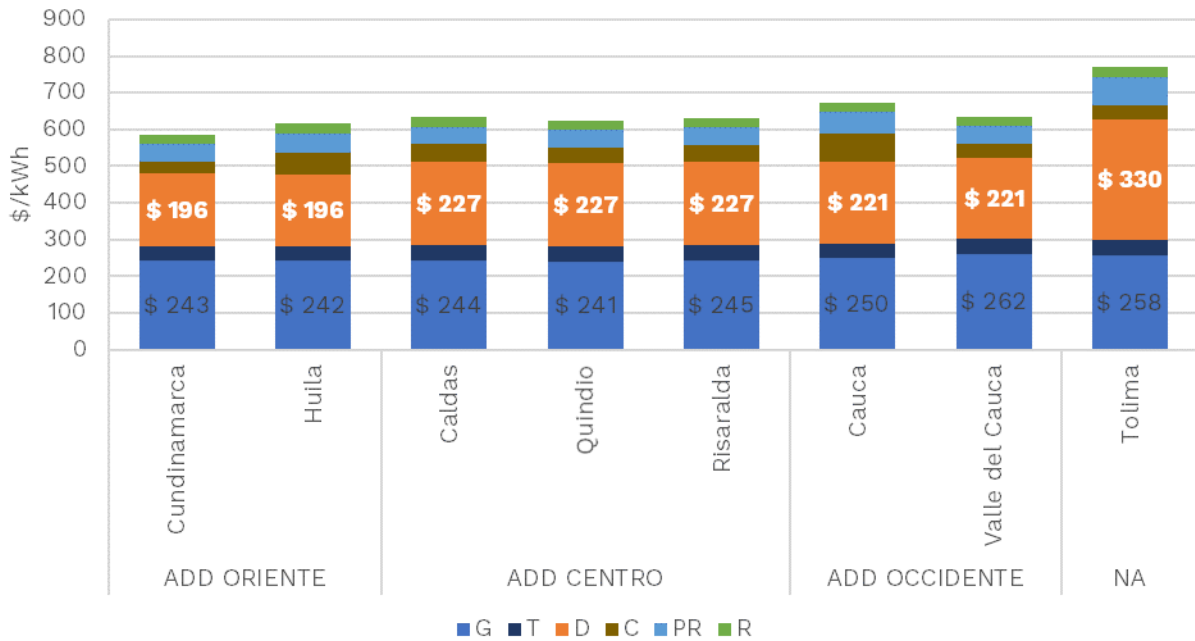


Figura 5. Costo Unitario de la energía para los mercados que limitan con Tolima. Información tomada del SUI

De la Figura anterior, se puede observar que durante el año 2021 el mercado de Tolima tuvo el CU promedio más alto entre los mercados con los que limita, 770 \$/kWh, y que la componente que presenta una mayor desviación fue la de Distribución (D), 330 \$/kWh, excediendo a los mercados limítrofes de las ADD ORIENTE, CENTRO y OCCIDENTE en un 68%, 49% y 45%, respectivamente.

Se debe considerar que dentro de los diferentes mercados que limitan con el de Tolima, existen usuarios cercanos geográficamente que experimentan CU significativamente diferentes, principalmente por las diferencias en la componente de distribución. Por ejemplo, un usuario en Honda (Tolima) pagó durante el 2021 aproximadamente 103 \$/kWh (49%) más en Distribución que un usuario en el municipio la Dorada (Caldas) ubicado a 28 km de distancia; mientras que los usuarios de Flandes (Tolima) pagaron durante el 2021 aproximadamente 134 \$/kWh (68%) más que un usuario en el municipio de Girardot (Cundinamarca) ubicado en línea recta a 2 km de distancia.

Así entonces, la Figura 6 muestra el comparativo del costo de distribución, para el nivel de tensión 1, de cada ADD, sin incluir al mercado de Tolima (caso base) e incluyéndolo. De la gráfica se puede concluir:

- Al incluir el mercado de Tolima dentro de cualquiera de las ADD, no se presentan variaciones considerables en el costo de la distribución de los usuarios que pertenecen a alguna ADD. Los costos de distribución de la ADD SUR son los que más incrementarían respecto a las demás ADD.
- Si se incluye el mercado de Tolima dentro de cualquier ADD, los usuarios de Tolima experimentarían disminuciones en el costo de distribución de más de 100 \$/kWh, viéndose más beneficiados al incluirse en la ADD ORIENTE.

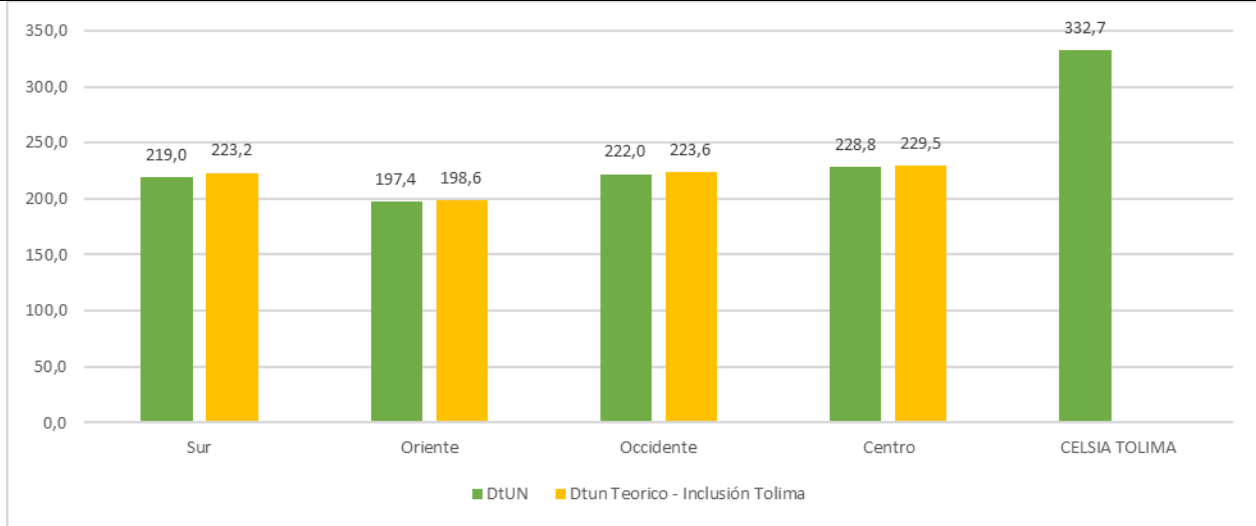


Figura 6. Inclusión del mercado de Tolima en las ADD

1.4.3. Eficiencia:

Para conformar las áreas de distribución se consideró el criterio de eficiencia con el fin de procurar que las tarifas de distribución se aproximen a precios competitivos, es decir que en cierta forma sean promedios que guarden similitud con los valores de los mercados conformantes y que a su vez garanticen una asignación de recursos proporcional a los tamaños de esos mercados.

1.5. ANALISIS EXPOST:

Además de los análisis mostrados en el presente documento, desde el Ministerio de Minas y Energía se ha visto la necesidad de realizar un análisis Expost del esquema de ADD, con el fin de verificar si esta metodología ha cumplido los objetivos para los que fue creada y también hacer una revisión de cara a la nueva realidad del sector eléctrico y la visión que se tiene de él hacia el futuro.

2. AMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución aplica a los usuarios, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios que ostentan la calidad de Operador de Red en un área determinada y en relación con la actividad de distribución, así como a la Comisión de regulación de Energía y Gas – CREG, y al Liquidador y Administrador del Cuentas – LAC (XM).

3. VIABILIDAD JURÍDICA

(Por favor desarrolle cada uno de los siguientes puntos)

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

El artículo 64 de la Ley 1151 de 2007, Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, dispuso:

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. El Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptarán los mecanismos que permitan realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica que presten el servicio en la misma área de distribución.



PARÁGRAFO. *El Gobierno Nacional, en un plazo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia de esta ley, definirá “área de distribución”.*

El artículo 4° del Decreto 2492 de 2014 que modificó el artículo 3° del Decreto 388 de 2007 y que fue compilado en el artículo 2.2.3.2.2.1. del DUR 1073 de 2015, estableció:

Conformación de Áreas de Distribución. *El Ministerio de Minas y Energía conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día. Adicionalmente la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD.*

La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

La CREG determinará los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes Operadores de Red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR en cada ADD. De igual manera, para la conformación de las ADD, la CREG podrá hacer uso de las disposiciones establecidas en el inciso 73.14 del artículo 73 de la Ley 142”.

La citada disposición tiene como finalidad adoptar parámetros que permitan realizar el balance de cuentas entre empresas distribuidoras de energía que presten el servicio en una misma área de distribución, lo que debe complementarse con lo dispuesto por el artículo 1° del Decreto 388 de 2007 que adoptó la definición de Área de Distribución:

Para los efectos señalados en el parágrafo del artículo 64 de la Ley 1151 de 2007, se adopta como definición de áreas de distribución la siguiente: “Conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.

La Ley 142 de 1994, indica que por el principio de neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

La Resolución CREG 015 de 2018 estableció la siguiente definición:

Operador de red de STR y SDL, OR: *persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.*

El artículo 23 de la Ley 142 de 1994 señala:

Ámbito territorial de operación. *Las empresas de servicios públicos pueden operar en igualdad de condiciones en cualquier parte del país, con sujeción a las reglas que rijan en el territorio del correspondiente departamento o municipio.*

Según lo dispuesto por el citado artículo 23 de la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos pueden operar en cualquier parte del país, lo que conduce a indicar que se encuentran facultados para atender diferentes mercados ubicados en una o en diferentes ADDs.



En el desarrollo de la actividad relacionada con la prestación del servicio de energía eléctrica se han presentado diferentes situaciones relacionadas con integraciones empresariales, liquidación de empresas prestadores de dicho servicio, constitución de nuevas empresas, lo que conduce a requerir la actualización de las Áreas de Distribución y su composición.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El artículo 336 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, indicó:

Los artículos de las Leyes 812 de 2003, 1151 de 2007, 1450 de 2011, y 1753 de 2015 no derogados expresamente en el siguiente Inciso o por otras leyes continuarán vigentes hasta que sean derogados o modificados por norma posterior.

En similar sentido se efectuaron pronunciamientos en el artículo 267 de la Ley 1753 de 2015, Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país”, así como en el artículo 276 de la Ley 1450 de 2011, Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014.

Por tanto, el citado artículo 64 de la Ley 1151 de 2007 se encuentra vigente.

Igualmente, el artículo 2.2.3.2.2.1. del Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía, 1073 de 2015, no ha sido derogado, a pesar de las modificaciones de que ha sido objeto el mencionado artículo, la última de ellas mediante artículo 4° del Decreto 2492 de 2014.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

La Resolución planteada subroga las siguientes Resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía:

- 18 2306 de 2009 (ADD oriente)
- 18 1347 de 2010 (ADD occidente)
- 18 0696 de 2011 (ADD sur)
- 18 0574 de 2012 (ADD centro)
- 90 290 de 2014 (Modifica ADD sur)

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

No se evidencia ninguna decisión judicial que pueda ser relevante en la expedición del acto administrativo objeto de esta memoria justificativa.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica que pueda ser relevante en la expedición del acto administrativo objeto de esta memoria justificativa.



4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

Las disposiciones contenidas en la resolución sustentada en la presente Memoria Justificativa, no impacta los recursos del Presupuesto General de la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No aplica.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN (Si se requiere)

No aplica.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

En cumplimiento del artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, por el cual se definen las reglas aplicables para informar sobre un proyecto de acto administrativo con fines regulatorios que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados; el Ministerio de Minas y Energía respondió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio encontrando que la totalidad de las respuestas contenidas en el cuestionario resultó negativa, por lo que las disposiciones contenidas en esta resolución no tienen incidencia sobre la libre competencia en los mercados y en consecuencia no existe necesidad de informarlo a la Delegatura para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria

(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)

N/A

Informe de observaciones y respuestas

(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)

N/A

Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio

(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)

N/A

Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública

(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)

N/A

Otro

(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)

N/A

Aprobaron:



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA

JULIÁN ANTONIO ROJAS ROJAS

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y
Empresariales

PAOLA GALEANO ECHEVERRI

Jefe Oficina Asesora Jurídica