



**REVISIÓN EXPOST -**  
MARCO REGULATORIO QUE DEFINE  
E IMPLEMENTA LAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN

**OFICINA DE ASUNTOS REGULATORIOS  
Y EMPRESARIALES**

## RESUMEN EJECUTIVO

Las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD) fueron reglamentadas mediante la Resolución CREG 058 de 2008 e implementadas en Colombia desde el año 2009, como respuesta a las políticas y directrices entregadas por el Ministerio de Minas y Energía en artículo 3 del Decreto 388 de 2007. El esquema consiste en agrupar dentro de cada ADD los mercados eléctricos, considerando la cercanía geográfica y el principio de neutralidad establecido en la Ley 143 de 1994. Lo anterior, con el fin de aproximar, hasta donde ello fuese factible, los cargos por uso que enfrentan los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En este documento se presenta la evaluación ex post del artículo 3 del mencionado Decreto, así como su reglamentación por parte del Regulador. La evaluación pretende determinar si, en virtud del principio de neutralidad y a partir de la normatividad expedida en relación con las ADD, se logran aproximar los cargos por uso que se aplican a los usuarios finales del SIN. Con este fin, se realizaron análisis cuantitativos y cualitativos de diferentes variables y líneas argumentativas, las cuales fueron desarrolladas con el acompañamiento de los Operadores de Red y entidades relacionadas con el esquema de ADD. Como resultado de la evaluación, en el numeral 9 de este documento, se presentan recomendaciones frente a potenciales modificaciones regulatorias.

Aunque el objetivo de equidad muestra un considerable cumplimiento tras evaluar los efectos de la regulación a lo largo del tiempo, en términos de cobertura y calidad del servicio de electricidad, no existe una clara correlación ni impactos provenientes del esquema regulatorio de ADD.

Sin perjuicio de lo anterior, se encontró que existen oportunidades de mejora regulatoria relacionadas con la reformulación de la implementación del esquema a partir del principio de neutralidad. Estas alternativas podrán ser evaluadas por el Gobierno nacional a fin de determinar la conveniencia o necesidad de efectuar ajustes a la regulación vigente con el objetivo de impulsar una formación de precios en el componente de distribución.

## ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

ADD	Áreas de Distribución
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CU	Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (COP/kWh)
DNP	Departamento Nacional de Planeación
Da	Cargo por Uso de Redes de Distribución de cada OR (\$/kWh)
DtUN	Cargo por Uso Único de Redes de Distribución de cada ADD (COP/kWh)
GWh	Gigavatio-hora
GWh-año	Gigavatio-hora al año
IPC	Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE
IPP	Índice de Precios del Productor de la serie Oferta Interna publicado por el DANE
kV	Kilovoltios
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MME	Ministerio de Minas y Energía
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OR	Operador de red
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STR	Sistema de Transmisión Regional
SDL	Sistema de Distribución Local
SUI	Sistema Único de Información
XM	XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

### Operadores de Red / Mercados denominación CREG

AFINIA	AFINIA S.A. E.S.P., mercado Caribe Mar de la Costa S.A. E.S.P.
AIRE	AIR-E S.A.S. E.S.P.
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CELSIA-Tolima	Celsia Colombia S.A. E.S.P., mercado Celsia Tolima S.A. E.S.P.
CELSIA-Valle	Celsia Colombia S.A. E.S.P., mercado Empresa de Energía de Pacífico S.A. E.S.P.
CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.
CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.
CETSA	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
EEBP	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
EPUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.
EMCARTAGO	Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
EMEESA	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
EMEVASI	Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S. A. E.S.P.
EMSA	Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.
ENEL	ENEL Colombia S.A. E.S.P., mercado CODENSA S.A. E.S.P.
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.
ENERCA	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
RUITOQUE	Ruitoque S.A. E.S.P.

## Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN .....	8
2	OBJETIVOS .....	10
3	METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS exPOST .....	11
	Implementación de la metodología ex post para la regulación asociada a ADD	11
3.1.1	Grupos de interés asociados a la regulación .....	11
3.1.2	Recursos disponibles para la realización de la evaluación .....	12
3.1.3	Tiempo.....	12
3.1.4	Variables por evaluar .....	12
3.1.5	Método de evaluación.....	12
4	CONTEXTO .....	14
	ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	14
4.1.1	Costo Unitario de Prestación del Servicio .....	15
4.1.2	Componente D .....	17
	DESCRIPCIÓN DE LAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN - ADD - .....	22
4.1.3	Definición de ADD .....	22
4.1.4	Factores que motivaron la creación del esquema de ADD.....	22
4.1.5	Marco normativo de las ADD.....	24
4.1.6	Principios motivadores para la creación de las ADD.....	33
4.1.7	Operatividad de las ADD .....	34
4.1.8	Estudios asociados a ADD consultados .....	37
5	ENCUESTAS CON LOS AGENTES .....	39
6	DEFINICIÓN DE INDICADORES.....	39

Participación de la componente de distribución (Dt o DtUN) en el CU.....	44
7 ANÁLISIS DE INDICADORES .....	45
Indicador 1.....	45
7.1.1 Volatilidad del DtUN y Dt .....	45
7.1.2 Volatilidad del Dt .....	48
Indicador 2.....	51
7.2 Efecto real del DtUN sobre la componente de distribución .....	51
Indicador 3.....	55
7.3 Impacto de las ADD en el CU .....	55
Indicador 4.....	57
7.4 Diferencia de subsidios originada por el esquema de ADD y sin ADD .....	57
Indicador 5.....	62
7.5 Diferencia de contribuciones entre el esquema de ADD y sin ADD.....	62
Indicador 6.....	67
7.6 Balance entre usuarios subsidiados (excedentarios vs deficitarios) dentro de una ADD.....	67
Indicador 7.....	71
7.7 Relación de la calidad (duración de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios .....	71
7.7.1 Evolución del SAIDI por ADD .....	72
7.7.2 Relación Dt/SAIDI (indicativo) .....	74
7.7.3 Relación Dtun/SAIDI .....	77
Indicador 8.....	79
7.8.....	79

Relación de la calidad (frecuencia de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios .....	79
7.8.1 Evolución del SAIFI por ADD .....	79
7.8.2 Relación Dt/SAIFI .....	81
7.8.3 Relación Dtun/SAIFI.....	84
Indicador 9.....	86
7.9 Relación de la diferencia del Dt menos Dtun del OR respecto a la escala de su mercado .....	86
8 CONCLUSIONES .....	89
9 RECOMENDACIONES A LA REGULACIÓN OBJETO DE ESTUDIO .....	91
10 BIBLIOGRAFÍA .....	92
11 ANEXO 1- Componentes del CU del servicio de energía eléctrica.....	93
12 ANEXO 2. DETALLE DE PROCESO DE ENCUESTAS CON LOS AGENTES .....	98
Encuestas a los OR.....	98
Reunión con XM.....	113
13 ANEXO 3 – DESCRIPCIÓN DE INDICADORES.....	118
Variación del DtUN por ADD .....	127
13.1.1 Nivel I .....	127
13.1.2 Nivel II .....	127
13.1.3 Nivel III.....	128
13.1.4 Sin ADD todos los niveles.....	129
Variación del CU .....	129
13.1.5 CU componentes.....	129
13.1.6 CU por componentes y Niveles.....	130

13.1.7	CU por componente y OR para un periodo .....	131
	Suscriptores referencia Diciembre de 2021 .....	132
13.1.8	Energía facturada por tipo de Usuario .....	132
13.1.9	Subsidios y Contribuciones .....	134
	Valor DTUN para ADD definidas y valor Cargos por Uso de red para OR no incluidos en alguna ADD.....	135
	Promedio anual DTUN versus Dt de cada OR nivel de tensión 1 .....	137
	Dt mensual versus DTUN ADD CENTRO .....	139
	Dt mensual versus DTUN ADD ORIENTE .....	141
	Dt mensual versus DTUN ADD OCCIDENTE.....	142
	Dt mensual versus DTUN ADD SUR .....	144
	Variaciones porcentuales entre el Dt y el DTUN de cada ADD.....	145



## Tablas

Tabla 1 Criterios de regulación Resolución CREG 015 de 2018 .....	21
Tabla 2 Resumen de Indicadores de Evaluación de las ADDs .....	43
Tabla 3 Actividades y agentes del sector eléctrico.....	94
Tabla 4 Costo Unitario promedio año 2021 (ADD y no ADD).....	97
Tabla 5 Costo Unitario promedio 2021 .....	97

## Figuras

Figura 1 Cargos de uso distribución de cada mercado y el de cargo único de la ADD centro para octubre de 2022 .....	23
Figura 2 Antecedentes normativos de las ADD .....	24
Figura 3 Zonas de las Áreas de distribución .....	28
Figura 4 Dt y Dtun para Operadores de Red del área Centro .....	33
Figura 5 Línea de tiempo para la liquidación de ingresos -Fuente XM .....	36
<i>Figura 6. Dispersión del indicador de participación de la componente de distribución (Dt o Dtun) en el CU .....</i>	<i>44</i>
Figura 7 Volatilidad Dtun para la ADD Centro .....	46
Figura 8 Volatilidad Dtun para la ADD Occidente .....	46
Figura 9 Volatilidad Dtun para la ADD Oriente.....	46
Figura 10 Volatilidad Dtun para la ADD Sur.....	47
Figura 11 Volatilidad Dtun para OR sin ADD .....	47
<i>Figura 12 Volatilidad Dt para ADD Centro .....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 13 Volatilidad Dt para ADD Occidente .....</i>	<i>48</i>

<i>Figura 14 Volatilidad Dt para ADD Oriente</i> .....	49
<i>Figura 15 Volatilidad Dt para ADD Sur</i> .....	49
<i>Figura 16 Volatilidad Dt para OR sin ADD</i> .....	50
<i>Figura 17 Efecto Dtun para ADD Centro (2014-2022)</i> .....	51
<i>Figura 18 Efecto Dtun para ADD Occidente (2014-2022)</i> .....	52
<i>Figura 19 Efecto Dtun para ADD Oriente (2014-2022)</i> .....	53
<i>Figura 20 Efecto Dtun para ADD Sur (2014-2022)</i> .....	54
<i>Figura 21. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Centro</i> .....	55
<i>Figura 22. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Occidente</i> .....	56
<i>Figura 23. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Oriente</i> .....	56
<i>Figura 24. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Sur</i> .....	57
<i>Figura 25. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.</i> .....	58
<i>Figura 26. Balance por año para el ADD Centro</i> .....	58
<i>Figura 27. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.</i> .....	59
<i>Figura 28. Balance por año para la ADD Occidente</i> .....	59
<i>Figura 29. . Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente</i> .....	60
<i>Figura 30. Balance por año para la ADD Oriente</i> .....	60
<i>Figura 31. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.</i> .....	61
<i>Figura 32. Balance por año – ADD Sur</i> .....	61
<i>Figura 33. Sumatoria contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente</i> .....	63
<i>Figura 34 . Balance por año – ADD Centro</i> .....	63
<i>Figura 35. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente</i> .....	64

Figura 36. Balance por año – ADD Occidente .....	64
Figura 37. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente .....	65
Figura 38. Balance por año – ADD Oriente .....	65
Figura 39. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente .....	66
Figura 40. Balance por año – ADD Sur .....	66
Figura 41. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Centro .....	67
Figura 42. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios. ....	68
Figura 43. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Occidente .....	68
Figura 44. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios. ....	69
Figura 45. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Oriente.....	69
Figura 46. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios. ....	70
Figura 47. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Sur.....	70
Figura 48. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios. ....	71
Figura 49. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Centro .....	72
Figura 50. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Occidente .....	73
Figura 51. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Oriente .....	73
Figura 52. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Sur .....	74
Figura 53. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Centro .....	75
Figura 54. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Occidente .....	75
Figura 55. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Oriente .....	76

Figura 56. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Sur .....	76
Figura 57. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Centro .....	77
Figura 58. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Oriente .....	78
Figura 59. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Sur .....	78
Figura 60. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Centro .....	80
Figura 61. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Occidente .....	80
Figura 62. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Oriente .....	81
Figura 63. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Sur .....	81
Figura 64. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Centro .....	82
Figura 65. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Occidente .....	82
Figura 66. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Oriente .....	83
Figura 67. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Sur .....	83
Figura 68. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Centro .....	84
Figura 69. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Occidente .....	85
Figura 70. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Oriente .....	85
Figura 71. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Sur .....	86
Figura 72. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Centro .....	87
Figura 73. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Occidente .....	87
Figura 74. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Oriente .....	88
Figura 75. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Sur...	88

# 1 INTRODUCCIÓN

Este documento presenta una evaluación *ex post* del marco regulatorio que define e implementa las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), este esquema consiste en agrupar dentro de ADD los mercados eléctricos, considerando la cercanía geográfica y el principio de neutralidad establecido en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994. Lo anterior, con el fin aproximar, hasta donde ello fuese factible, los cargos por uso que enfrentan los usuarios finales del SIN a efectos de realizar el recaudo y la liquidación de los cargos de distribución, que hacen parte de la tarifa de energía eléctrica. Este marco regulatorio involucra al MME, a la CREG, a los agentes comercializadores, a XM a través del LAC<sup>1</sup>, a los OR, a la SSPD y a los usuarios.

La evaluación *ex post* es la última actividad a desarrollar dentro del ciclo de gobernanza regulatoria<sup>2</sup>, y tiene como objetivo evaluar los resultados y la capacidad de alcanzar los objetivos y metas esperadas, ampliar el conocimiento, generar una retroalimentación positiva para identificar problemas, contar con elementos de juicio que permitan realizar ajustes al esquema y encontrar nuevas oportunidades para enfrentar los retos regulatorios y para la toma eficiente de decisiones por parte de los actores involucrados.

Dentro del contexto colombiano, la evaluación *ex post* es una iniciativa que está siendo motivada principalmente por el Grupo de Modernización del Estado del DNP, quienes publicaron la “*Guía Metodológica para la Implementación de la Evaluación Ex Post de la Regulación*” y, además, motivaron la implementación de tres (3) evaluaciones *ex post* para el Ministerio de Salud y Protección Social, la Unidad de Regulación Financiera y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, a través de la ejecución del proyecto “*Fortalecimiento de la Gobernanza Regulatoria en Colombia a través de Evaluaciones de Impacto basadas en Evidencia*” surgido del acuerdo de cooperación entre el DNP, MINCIT, CP, IIB, Banco Mundial y con el apoyo financiero de la Cooperación Económica y Desarrollo de Suiza (SECO).

---

<sup>1</sup> XM: empresa del Grupo ISA encargada de operar el Sistema Interconectado Nacional y administrar el Mercado de Energía Mayorista. LAC: Área funcional de XM, perteneciente a la Gerencia de Mercado de Energía, encargada de calcular los cargos por uso de redes y liquidación de ingresos por uso de redes.

<sup>2</sup> Ciclo de planeación, diseño, consulta pública, revisión de la calidad, publicación, aplicación y evaluación de la regulación, enmarcada en una institucionalidad adecuada.

La guía del DNP señala que, aunque no existe una regla general en cuanto al lapso que debe transcurrir antes de realizar una evaluación *ex post*, en la mayoría de los países se establece un plazo mínimo de 2 a 5 años, dependiendo de la regulación en cuestión. Para el caso particular del marco regulatorio que define e implementa las ADD, han transcurrido cerca de quince años desde su definición, por lo que se considera un tiempo adecuado para desarrollar esta evaluación, la cual se centra en el análisis cuantitativo y cualitativo de los impactos que se han observado versus los que se esperaban obtener. Para esto, se tomó como fuente de información: i) la plataforma de XM<sup>3</sup>; ii) la plataforma del SUI<sup>4</sup>; iii) la normatividad expresada en leyes, decretos y resoluciones y iv) las entrevistas realizadas a los beneficiarios, afectados, grupos de interés e implementadores.

En este sentido, como parte de la evaluación *ex post*, se analizan los antecedentes que condujeron a la definición del esquema regulatorio de las ADD; se presenta su finalidad normatividad y operatividad, incluyendo una breve descripción de la estructura tarifaria que rige la prestación del servicio de energía eléctrica.

Para realizar la evaluación *ex post* se efectuaron encuestas y reuniones con diferentes agentes tales como XM, agremiaciones y los OR con el objeto de conocer el rol que desempeñan y su participación dentro de los procesos asociados con el esquema regulatorio de las ADD. Adicionalmente estos acercamientos permitieron conocer el impacto que ha tenido esta medida regulatoria, sus experiencias, opiniones, observaciones y comentarios; aspectos que se consignan en el presente documento.

Como parte de los análisis, se presenta el comparativo y evolución de los cargos por uso de red (Dt) de los diferentes OR y cargos únicos (DTUN) de las ADD, la energía facturada (EF) y el número de usuarios atendidos. Esta información se recopiló y sistematizó a partir de los datos disponibles en XM y en el SUI.

Estas fuentes de información permiten identificar si efectivamente el esquema y la regulación de las ADD ha contribuido con el cumplimiento de los siguientes objetivos, en los que se fundamentó su creación desde la publicación del Decreto 388 de 2007:

---

<sup>3</sup> Enlace: <https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-lac/descripcion-liquidacion-lac>

<sup>4</sup> Enlace:

[http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI\\_COMERCIAL%2FVISTA\\_INICIAL\\_ACUE%23\\_public](http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL%2FVISTA_INICIAL_ACUE%23_public)

a) Principio de neutralidad: Según el art. 6, Ley 143 de 1994: 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 presentación del servicio. Este principio se identifica como la base y fundamento para la formulación del esquema regulatorio de las Áreas de Distribución.

b) Principio de equidad: Según el art. 6, Ley 143 de 1994: Por el principio de equidad el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población. Este principio no se detalla en la regulación con la que se conforman las Áreas de Distribución como la Resolución CREG 058 de 2008, sin embargo, se establece como relevante de acuerdo con el lineamiento de política a partir del cual se definen las Áreas de Distribución.

Adicionalmente se consultaron algunos documentos relevantes para los propósitos del análisis, en particular, las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética y el estudio desarrollado por Fedesarrollo en el año 2009 "*El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores*".

La evaluación incluyó la definición de un conjunto de indicadores (KPI) para medir la efectividad y la contribución de las ADD con los objetivos propuestos. Este documento presenta un análisis *ex post* relacionado con la aplicación del esquema de ADD y plantea algunas oportunidades de mejora.

## **2 OBJETIVOS**

Este documento presenta la evaluación *ex post* al Decreto 388 de 2007, sus modificatorias y su regulación complementaria, mediante los cuales se definió y creó el esquema regulatorio de las ADD, con el fin de lo siguiente:

1. Determinar la efectividad que ha tenido el esquema regulatorio de creación de las ADD, en concordancia con los objetivos que las originaron y el logro de los efectos deseados.
2. Revisar el impacto sobre los agentes y procesos involucrados con el esquema regulatorio de las ADD y en la estructura tarifaria en relación con los usuarios finales, OR y agentes comercializadores de energía eléctrica.
3. Presentar conclusiones y recomendaciones al esquema regulatorio de las ADD.

### **3 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS EXPOST**

Según el DNP, la evaluación Ex post permite establecer si la regulación cumplió con los objetivos para los cuales fue diseñada y si ellos contribuyen a mejorar el diseño de las regulaciones. De esta manera, además del cumplimiento de los objetivos regulatorios, como resultado de un análisis ex post se esperan identificar potenciales problemáticas derivadas de la regulación, conocer el impacto o desempeño de la regulación desde la percepción de los grupos de interés y, finalmente, proponer modificaciones totales, parciales, así como la continuidad o eliminación de la regulación evaluada.

De igual manera, la realización de un análisis ex post debe realizarse cuando han pasado de 2 a 5 años de expedida la regulación, o cuando derivado de esta se identifica un impacto económico y social considerable, una articulación con múltiples temas priorizados en el Plan Nacional de Desarrollo vigente, un riesgo potencial, problemas de cumplimiento de la regulación o cuando se identifican fallas de mercado asociadas al esquema regulatorio.

#### **Implementación de la metodología ex post para la regulación asociada a ADD**

Alcance de la evaluación: se espera concluir si el esquema regulatorio de Áreas de Distribución ha cumplido con sus objetivos originales mediante el desarrollo de un análisis multicriterio que permita concluir si dicho esquema debe ser modificado, sostenido o eliminado.

##### **3.1.1 Grupos de interés asociados a la regulación**

En diferentes etapas de este análisis se tuvieron en cuenta empresas de energía asociadas a la actividad de distribución de electricidad, CREG, SSPD y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). Con lo cual, se socializó con las entidades antes mencionadas una versión preliminar del presente documento, y se estudiaron los comentarios realizados.

Dentro de los grupos de interés se destacan el operador del Mercado XM y el LAC, como la entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN de acuerdo con la regulación vigente. Igualmente, los operadores de red, como los prestadores de servicio de energía eléctrica a los usuarios y recaudadores de los cargos mediante el proceso de facturación. Finalmente, la CREG, como la autoridad regulatoria del servicio público de energía eléctrica cuya función ha sido emitir la regulación asociada a la conformación de las Áreas de Distribución, así como los cargos unificados por uso y la liquidación de estos.



### **3.1.2 Recursos disponibles para la realización de la evaluación**

Capacidades humanas: profesionales de la oficina de asuntos regulatorios y empresariales del Ministerio de Minas y Energía.

Recursos de información: sistema de información y reporte del liquidador y administrador de cuentas del mercado mayorista, así como de la herramienta de reporte de información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Bodega O3).

### **3.1.3 Tiempo**

6 meses de consolidación de la información y 6 meses de análisis.

### **3.1.4 Variables por evaluar**

Parámetros con relación directa a cargos de distribución y variables relacionadas al cálculo del cargo por uso único (Dtun). Entre otras, las utilizadas por los indicadores aplicados en el presente estudio, como lo son:

- Cargo único del área de distribución (Dtun)
- Cargo por uso del nivel de tensión (Dt)
- Costo Unitario de prestación del servicio (CU)
- Subsidios aplicados sobre el CU
- Contribuciones aplicadas sobre el CU
- Energía Facturada (EF)
- Indicador de frecuencia promedio anual de interrupciones por usuario (SAIFI)
- Indicador de duración promedio anual de interrupciones por usuario (SAIDI)

### **3.1.5 Método de evaluación**

Análisis cualitativo mediante encuestas y análisis cuantitativo mediante indicadores de desempeño.

En específico, estos análisis se alinearon con los métodos recomendados por el DNP, usando análisis multicriterio, evaluación de impacto ágil y evaluaciones de impacto. De igual manera, se destacaron: la construcción de criterios participativos, la evaluación a partir de conceptos de grupos de interés y la aplicación de técnicas estadísticas como herramientas cualitativas en las que se involucraron los grupos de interés mediante encuestas y reuniones.

Para determinar los criterios a partir de los cuales se formularían los indicadores, los objetivos de la regulación a evaluar se clasificaron en 2 principios; que fueron identificados como aquellos en común dentro de los actos administrativos relacionados a la regulación del esquema de Áreas de Distribución:

- Equidad: es el principio común de la regulación de ADD, cuyo objetivo es el de maximizar la paridad tarifaria desde el componente de distribución en una misma ADD. Da cuenta de la efectividad de la intervención sobre la componente de Distribución "D" en el Costo Unitario y especialmente desde la perspectiva del impacto a la tarifa percibida por los usuarios.
- Eficiencia: incentivos a la inversión reflejada en calidad, oportunidad y crecimiento. El esquema de ADD debería estar relacionado a mecanismos en los que se incentive la eficiencia. Es importante resaltar que, aunque la regulación que conforma las ADD no hace mención literal a la eficiencia, el Decreto 388 de 2007 en el artículo 3 establece "*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*", por lo que se involucra como uno de los principios base desde los cuales se dieron los lineamientos de política pública para el esquema regulatorio de las ADD.

## 4 CONTEXTO

Con el fin de tener claridad sobre el esquema y regulación que rige las ADD, se explica, en primer lugar, la estructura tarifaria que define el costo de prestación del servicio de energía eléctrica, con énfasis en la actividad de distribución de energía eléctrica; posteriormente, se presenta la definición del esquema de las ADD, los factores que generaron su creación, sus objetivos y alcances, la normatividad y marco regulatorio que las rige y su operatividad, incluyendo el rol de los diferentes agentes involucrados.

Finalmente, se incluyen algunas consideraciones y recomendaciones de algunos estudios que pueden relacionarse con las ADD.

### **ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La estructura tarifaria y en general las políticas entorno a las tarifas energéticas, generan un alto impacto normativo, debido a su incidencia, impacto y consecuencias sobre todas las actividades y sectores de la economía del País.

La Ley 143 de 1994, establece los criterios que debe cumplir el régimen tarifario:

*ARTÍCULO 44. 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.*

*Por neutralidad se entiende que usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no residenciales del servicio de electricidad, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios.*

*En virtud del principio de neutralidad, no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones, ni entre*

*empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico, para lo cual la CREG definirá el período de transición y la estrategia de ajuste correspondiente. En virtud del principio de solidaridad y redistribución del ingreso, las autoridades competentes al fijar el régimen tarifario tendrán en cuenta el mandato consagrado en el artículo 6o, inciso 7o de esta Ley.*

*Por simplicidad se entiende que las tarifas serán diseñadas de tal manera que se facilite su comprensión, aplicación y control. Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y público para todas las partes involucradas en la prestación del servicio y para los usuarios.*

#### **4.1.1 Costo Unitario de Prestación del Servicio**

A continuación, se presenta de manera general la estructura tarifaria que determina el costo de prestación del servicio de energía eléctrica de los usuarios regulados<sup>5</sup> en el Sistema Interconectado Nacional.

El costo de la energía consumida por parte de un usuario está determinado por su propio consumo y por el *Costo Unitario de Prestación de Servicio - CU -*, definido en **CREG 119 de 2007**<sup>6</sup>

**Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica:** Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

---

<sup>5</sup> Dependiendo de su capacidad instalada o del consumo de energía un usuario puede tomar libremente la decisión de ser usuario regulado (UR) o no regulado (UNR). La Resolución CREG 131 de 1998, modificada por la Resolución CREG 183 de 2009, reglamenta la categoría de UR y UNR. Actualmente los límites inferiores de potencia o energía mensuales para poder ser UNR son 0.1 MW o 55 MWh. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.

<sup>6</sup> Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

La Ley 143 de 1994, artículo 1, determina que son actividades del sector eléctrico: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización, y establece en su Artículo 5 que estas actividades “están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública”.

La fórmula tarifaria para calcular el **CU** a los usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional, definida en el artículo 4 de la Resolución CREG 119 de 2007, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 191 de 2014<sup>7</sup>, se presenta a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = \beta \times Cf_{m,j}$$

Cada variable representa:

- CUv* Componente variable del CU, expresado en \$/kWh.
- G* Costo de compra de energía, expresado en \$/kWh.
- T* Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, expresado en \$/kWh.
- D* Costo por uso de Sistemas de Distribución, expresado en \$/kWh.
- Cv* Margen de comercialización del comercializador minorista, expresado en \$/kWh.
- PR* Costo de pérdidas por concepto de compra y transporte de energía, y reducción de pérdidas, expresado en \$/kWh.
- R* Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación, expresado en \$/kWh.
- CUf* Componente fija del CU, expresado en \$/factura.
- β* Porción del costo base de comercialización que se remunera a través del *CUf*
- Cf* Costo Base de Comercialización, expresado en \$/factura.

Los subíndices expresan:

---

<sup>7</sup> La resolución CREG 191 de 2014, modifica y complementa el Artículos 4 Costo unitario de prestación del servicio de energía y el Artículo 11 Costos de Comercialización de la Resolución CREG 119 de 2007.

- n* Nivel de tensión de conexión del usuario.
- i* Comercializador minorista.
- m* Mes para el cual se calcula el CU.
- j* Mercado de comercializador.

En el Anexo 1, se explica cada componente que hace parte del Costo Unitario de Prestación del servicio de energía eléctrica.

#### **4.1.2 Componente D**

En el esquema de las ADD, se calculan cargos por uso unificados de los niveles de tensión 1, 2 y 3<sup>8</sup> de una misma ADD para la actividad de distribución de energía eléctrica, en consecuencia, la componente fundamental del esquema es la de distribución "D". A continuación, se describe esta variable con mayor nivel de detalle.

La metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica vigente a la fecha de elaboración de este documento fue expedida por la CREG mediante la Resolución 015 de 2018. El alcance de la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones, es bastante amplio en los temas concernientes a la distribución de energía eléctrica; además de definir la metodología para la determinación de cargos por uso y por nivel de tensión para los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4 (o STR). Adicionalmente, presenta la metodología para la remuneración de las inversiones en activos eléctricos y no eléctricos de los OR y para la remuneración de las inversiones existentes antes de la fecha de corte<sup>9</sup> define la metodología para el cálculo de ingreso de los OR en los diferentes niveles de tensión, los costos de administración, operación, mantenimiento, las condiciones de calidad del servicio de distribución, la metodología para el reconocimiento de las pérdidas de energía, , establece las disposiciones relacionadas con el transporte de energía reactiva, el sistema de gestión de activos, entre otros.

Por otra parte, incluye los criterios a seguir para la elaboración de los planes de inversión, de cobertura y de gestión de pérdidas, seguimiento y verificación del nivel de ejecución de estos planes, los compromisos de reporte de información a

---

<sup>8</sup> Nivel de tensión 1 (< 1kV), Nivel de tensión 2 (Entre 1 kV y 30 kV), Nivel de tensión 3 (Entre 30 kV y 57,5 kV) y Nivel de tensión 4 (Entre 57,5 kV y 220 kV).

<sup>9</sup> Diciembre de 2017 o diciembre de 2019 para los mercados resultantes del régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe

diferentes entidades del sector tales como CREG, SSPD y asuntos pertinentes al alumbrado público. También define los Sistemas de Transmisión Regional (STR Norte y STR Centro-Sur) e incluye aspectos relativos a la medición horaria de consumo.

A continuación, se expondrán algunos de los aspectos más destacados.

La Tabla 1 Tabla 1 Criterios de regulación Resolución CREG 015 de 2018 presenta las características particulares definidas para algunos de los temas más relevantes de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tema	Criterios de regulación
Período tarifario	Aplicable para el período tarifario 2019 a 2023. Para los mercados resultantes corresponde al periodo 2021 –2025.
Esquema de remuneración de inversiones realizadas por los OR	<p>Remuneración basada en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Ingreso máximo regulado niveles de tensión 1, 2, 3 y 4.</li> <li>-Estampilla para cada STR</li> <li>-Costo de reposición depreciado.</li> </ul> <p>Se incluye la variable <math>CRA_{n,i}</math> que corresponde al factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión <math>n</math> para la categoría de activos <math>i</math>.</p> <p>Se permiten reposiciones parciales o totales de un activo. Plan de inversiones debe incluir un diagnóstico del STR y SDL, debe estar georreferenciado para los niveles 2, 3 y 4 y debe presentar el cronograma de ejecución.</p>
Unidades constructivas (UC)	EL anexo 14 las UC de los STR y SDL para la valoración de las inversiones en todos los niveles de tensión a realizar durante el periodo tarifario.
Costo promedio ponderador de capital (WACC)	A la fecha de elaboración de este documento 12.09%, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 215 de 2021 - Sin embargo, este valor varía en virtud

Tema	Criterios de regulación
	de la aplicación de la metodología de la 095 del 2015.
Base regulatoria de activos - BRA-	<p>Inventario de activos eléctricos y no eléctricos necesarios para la prestación del servicio.</p> <p>La BRA define la exclusión de activos eléctricos fuera de operación.</p> <p>La base de remuneración de activos disminuye anualmente con el valor de la recuperación de capital.</p>
Vida útil de los activos	Los activos eléctricos por nivel de tensión se agrupan en doce categorías ( <i>numeral 3.2.4</i> ) para los que se define su vida útil.
Gastos de Administración Operación y Mantenimiento - AOM	<p>Se determinan valores diferenciales de AOM como porcentaje del valor de las nuevas inversiones diferentes a reposiciones: 4% para niveles 1 y 2, y 2% para niveles 3 y 4.</p> <p>Cuando el OR cuenta con planes de expansión de cobertura aprobados, el valor de AOM reconocido corresponde a 4,6% de la inversión para expansión de cobertura, para niveles 1 y 2, y 2,6% para niveles 3 y 4. (<i>numeral 4.2</i>)</p> <p>Se toma como referencia para el cálculo inicial de AOM, los valores de AOM del período 2012 a 2016, o 2015 –2019 para los mercados resultantes del régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe</p> <p>De los gastos de AOM se excluyen los relativos a la reducción y mantenimiento de pérdidas, los cuales se reconocen dentro de los costos en el plan de reducción o mantenimiento de pérdidas.</p>
Calidad	Se reconocen incentivos para inversiones destinadas a mejorar los indicadores de



Tema	Criterios de regulación
	<p>calidad SAIDI (duración de los eventos) y SAIFI (frecuencia de los eventos) (<i>numeral 5.2.3.2.2</i>)</p> <p>Se identifican nueve grupos de calidad, que resultan de cruzar tres niveles de riesgo asociado a la posible ocurrencia, severidad y afectación por diferentes factores (IRF... <i>desarrollar la sigla IRF</i>) y tres niveles dependientes del número de habitantes (<i>numeral 5.2.4.1</i>). El anexo 16 presenta el índice de riesgo para cada uno de los municipios del país.</p> <p>Se incentivo una meta de mejora en la calidad del servicio del 8% anual con respecto a los indicadores de referencia establecidos por la CREG.</p> <p>Los indicadores de referencia de calidad se calculan con los reportes diarios y trimestrales del OR durante el 2016.</p>
Pérdidas	<p>El Operador de Red, puede optar por la presentación de un plan de reducción de pérdidas en su mercado de comercialización, en un período definido para lograr el nivel de pérdidas eficientes.</p> <p>Establece como opcional la elaboración de un plan de reducción de pérdidas, reglado en el numeral 7.3.1, que deberá considerar costos eficientes de inversiones y gastos para tal fin. La recuperación de estas inversiones y reconocimiento de gastos se da únicamente si se logran las metas de reducción propuestas. En caso de incumplimiento de las metas por parte del OR, este deberá devolver a los usuarios los ingresos recibidos por concepto del plan de pérdidas.</p> <p>La remuneración de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía se efectuará a través de la variable CPROG, incluida en el costo unitario de prestación del servicio en el caso de los usuarios regulados y</p>

Tema	Criterios de regulación
	que se debe incorporar como parte de los costos del servicio para los usuarios no regulados.
Cargos horarios	Establece que los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispongan de equipo de medida con registro horario, de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014. La determinación del consumo horario se efectuará acorde con la lectura del medidor. El cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciará cuatro (4) meses después de la fecha de entrada en vigencia de la resolución que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, que permita el cálculo de costo unitario en forma horaria. <i>(Cap 9, modificado por la Resolución 222 de 2021)</i>
Cobro por transporte de energía reactiva	El anexo 12 define los costos por transporte de energía reactiva en exceso al límite permitido al usuario del STR o SDL.
Reporte de información	Anualmente los OR deben enviar a la SSP y a la CREG un informe sobre la aplicación de la metodología de remuneración contenida en esta resolución.
Sistema de Gestión de Activos	El OR deben incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución.

Tabla 1 Criterios de regulación Resolución CREG 015 de 2018

## DESCRIPCIÓN DE LAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN - ADD -

### 4.1.3 Definición de ADD

El Artículo 64 de la Ley 1151 de 2007<sup>10</sup> estableció que “El Ministerio de Minas y Energía y la CREG, debían adoptar mecanismos que permitieran 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” y en su parágrafo ordenó que “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”.

En concordancia con lo anterior, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1111 de 2008, mediante el cual se adiciona el Artículo 1 del Decreto 388 de 2007<sup>11</sup> con la siguiente definición:

**“Áreas De Distribución (ADD).** 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”.

### 4.1.4 Factores que motivaron la creación del esquema de ADD

Aunque el marco regulatorio que crea el esquema de ADD no cuenta con un Análisis de Impacto Normativo o Memoria Justificativa que describa claramente los motivos para su creación, ni los indicadores de cumplimiento que perseguía, sus considerandos, el Documento CREG 87 de 2007, y los agentes involucrados consultados dan pista de algunos de estos.

Dentro de las razones que motivaron la creación del esquema de ADD se destaca que, en algunos casos, se presentaban diferencias apreciables en el cargo de

---

<sup>10</sup> Ley 1151 de 2007: Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. Su artículo 64 no ha sido derogado por los Planes Nacionales de Desarrollo posteriores.

<sup>11</sup> Decreto 388 de 2007: “Por el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”

distribución de energía eléctrica que pagaban usuarios atendidos por diferentes comercializadores localizados en municipios vecinos.

Según varios de los agentes consultados, originalmente las diferencias en el valor del cargo de distribución de energía eléctrica pagado por usuarios atendidos por estos, pero localizados en la misma área geográfica, generaban reclamos e inconformidades por parte de los usuarios y desgaste administrativo por parte de los comercializadores con el fin de explicar las razones de dichas diferencias. Adicionalmente, con el fin de no perder usuarios, se normalizaban prácticas de competencia asimétrica entre prestadores del servicio para capturar usuarios o forzar a un comercializador a ajustar sus tarifas a valores por debajo de los valores económicamente eficientes.

Una muestra de esta diferencia entre mercados geográficamente cercanos o adyacentes se puede observar en la siguiente figura, en la cual se evidencia cómo un usuario del mercado atendido por EPP (Empresa de Energía de Pereira) experimenta cargos de distribución considerablemente diferentes al de uno perteneciente a un mercado cercano. De esta manera, y bajo el esquema de ADD, el usuario de EPP Pereira llega a pagar 85 \$/kWh por encima del valor real de distribución que pagaría si dicho mercado no perteneciera a la ADD Centro.

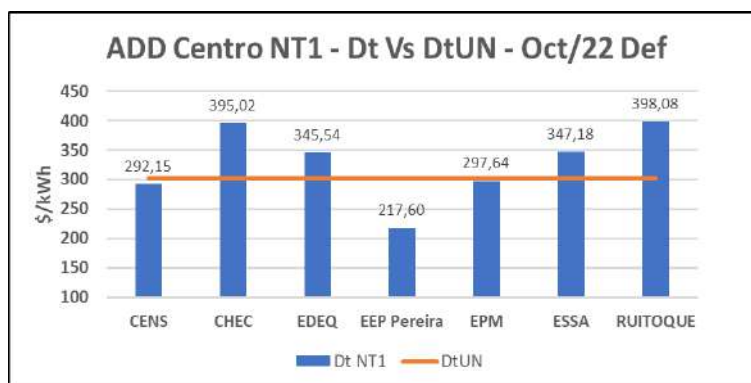


Figura 1 Cargos de uso distribución de cada mercado y el de cargo único de la ADD centro para octubre de 2022

Estas situaciones impulsaron la necesidad y conveniencia de reducir las diferencias en los costos de prestación de servicio entre OR, por lo que se planteó que el objetivo de aumentar la paridad en las tarifas se alcanzaría logrando valores similares en la componente de distribución de energía eléctrica que conforma el CU.

En adición, la actividad de comercialización representa aproximadamente el 10% del CU y dado que en un mercado existe la posibilidad de que operen múltiples comercializadores, tampoco es una componente que logre equilibrar las diferencias en el CU.

Por consiguiente, y con el objeto de reducir las brechas que perciben los usuarios conectados a sistemas eléctricos de diferentes OR, queda entonces la alternativa de actuar sobre las componentes de generación (G) y distribución (D); sin embargo el valor de la componente G depende de las condiciones de oferta y demanda, y de la política de compra de energía de cada empresa, es variable en el tiempo, depende de condiciones comerciales y financieras, y hasta de las condiciones climáticas, razón por la cual no sería efectivo buscar el equilibrio y cierre de brechas del CU mediante esta componente.

Finalmente, la opción restante para equilibrar y cerrar las brechas del CU es a través de la componente de distribución (D), cuyo pago es a cargo de usuarios conectados a sistemas de distribución localizados en la misma área geográfica. Esto sin importar si son atendidos por diferentes OR, tal como se refleja en los mandatos normativos consignados en la Ley 1151 de 2007, en el Decreto 388 de 2007 y sus modificaciones, y demás marco normativo como el que se presenta a continuación.

#### 4.1.5 Marco normativo de las ADD

La siguiente figura presenta los hitos destacados en el desarrollo del marco normativo de las ADD, los cuales se detallan en el presente numeral.

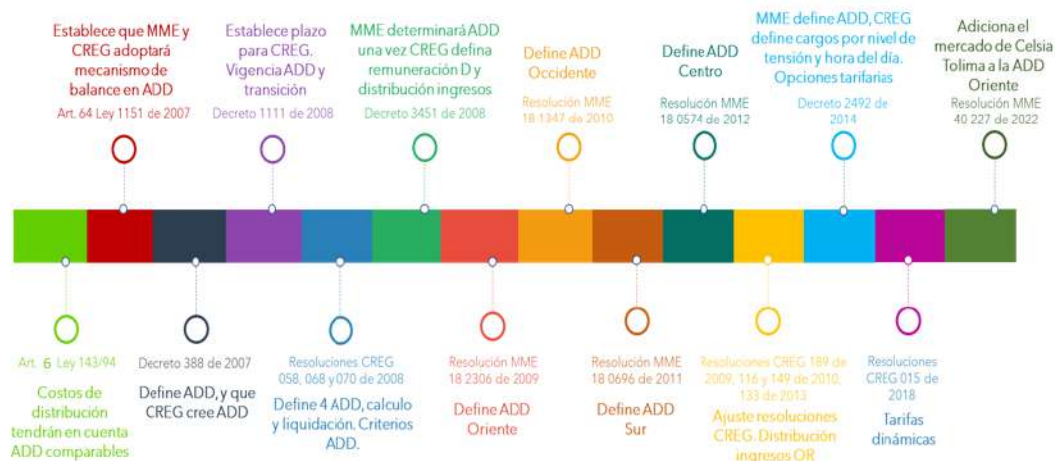


Figura 2 Antecedentes normativos de las ADD

El Gobierno Nacional atendiendo lo dispuesto en la Ley 1151 de 2007, expidió el **Decreto 388 de 2007**, en que además de definir las ADD (definición modificada posteriormente por el Decreto 1111 de 2008), le asignó a la CREG la función de conformar dichas áreas, independiente de que en ellas preste el servicio de energía

eléctrica uno o más OR, definiendo para cada una de ellas los **Cargos por Uso Único** por nivel de tensión de suministro<sup>12</sup>.

Este Decreto también establece que “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”.

Dentro de los considerandos del Decreto 388 de 2007, se hace referencia a las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, especialmente las áreas de distribución se relacionan con el principio de neutralidad para definir la asignación de recursos en la aplicación del cargo unificado, al tiempo que promueve la implementación de mecanismos que incentiven la eficiencia de prestación del servicio de energía eléctrica de los agentes en cada ADD.

También señala que el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 establece que los costos de distribución tendrán en cuenta con las condiciones particulares de cada mercado, lo cual significaría costos diferenciales trasladados a los usuarios. Adicionalmente, establece que la CREG debe definir los procedimientos aplicables para a asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes OR.

El Decreto 388 de 2007 tiene por objeto ordenar la conformación de las ADD, con el fin de contribuir con la expansión de la cobertura y servir como mecanismo que contribuye a la asignación eficiente de recursos para la prestación del servicio, y establece los criterios que deben regir la definición de los cargos de uso del sistema de distribución de energía, tomando en consideración los criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio y la comparación con empresas eficientes similares.

Atendiendo los lineamientos establecidos en el Decreto 388 de 2008, la CREG expidió la **Resolución CREG 058 de 2008**, mediante la cual conformó cuatro ADD: **i)** Norte (que incluía a las antiguas empresas Electrocosta y Electricaribe), **ii)** Occidente (que contenía únicamente a la Electrificadora del Pacífico), **iii)** Centro (que agrupaba los OR localizados en los departamentos del eje cafetero, Antioquia, Cauca, Valle y Nariño) y **iv)** Oriente (que agrupaba los restantes OR pertenecientes al SIN).

---

<sup>12</sup> Nivel de tensión 1: *tensión nominal* < 1 kV, nivel de tensión 2:  $1kV \leq \textit{tensión nominal} < 30 kV$ , nivel de tensión 3:  $30 kV \leq \textit{tensión nominal} < 57,5 kV$ .

Además de definir la conformación de las ADD, la CREG 058 de 2008 definió la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso Único para los niveles de tensión 1, 2 y 3, determina la metodología para el cálculo de ingresos y liquidación de los OR y define las funciones del LAC.

El LAC es el responsable del desarrollo y administración de tres procesos fundamentales dentro del mecanismo en mención:

- 3) Determina mensualmente los Cargos por Uso Único, para cada una de las ADD. Para esto, sus insumos son principalmente los cargos de distribución y la energía facturada por cada uno de los OR que hacen parte de la ADD. En cuanto a la información de cargos de distribución, el LAC calcula y actualiza mensualmente el correspondiente cargo de distribución. En cuanto a la energía facturada, toma esta información del formato TC3 compilado por la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios. Finalmente, el LAC publica los Cargos Únicos con los que los Comercializadores facturan el servicio de energía eléctrica de sus usuarios.
- 4) Crea, administra, actualiza, opera y mantiene el sistema que contiene toda la información requerida para la funcionalidad del mecanismo de las ADD.
- 5) Efectúa mensualmente el proceso de liquidación y cálculo de ingresos reconocidos a cada OR.

Algunos aspectos de la CREG 058 de 2008 fueron modificados o ampliados posteriormente, en particular, la determinación de los ingresos de cada OR fue modificado por la resolución CREG 068 de 2008, la definición de la etapa, fases y duración de la transición fue modificada por la CREG 070 de 2008.

La CREG 133 de 2013 le adiciona al LAC la función de calcular mensualmente la relación entre los ingresos obtenidos y los reconocidos por todos los OR de un  $ADD_a^{13}$ , en el nivel de tensión  $n$ , calculado en un mes  $m$  determinado y la relación entre los ingresos obtenidos y los reconocidos para el OR de un  $ADD_a$ , en el nivel de tensión  $n$ , calculado en un mes  $m$  determinado; también le asigna la función de publicar los  $DtUN_{n,m,a}$  dentro de los catorce (14) días calendario del mes que corresponda.

La conformación de las ADD definida en la CREG 058 de 2008 tuvo una corta duración ya que el Artículo 3 del **Decreto 3451** expedido por el Gobierno Nacional el 12 de septiembre de 2008, le asignó al Ministerio de Minas y Energía determinar la conformación de las ADD, en virtud del cual, el MME expidió las resoluciones 18 2306 del 16 de diciembre de 2009, 18 1347 del 27 de julio de 2010, 18 0574 del 24 de abril

---

<sup>13</sup> El subíndice "a" hace referencia a cada uno de los OR que pertenecen a una ADD.

de 2012 y 9 0290 del 11 de marzo de 2014, mediante las cuáles se conformaron las ADD Oriente, Occidente, Centro y Sur, que fueron posteriormente derogadas por la Resolución del MME 40227 del 5 julio de 2022, definiendo las ADD y los OR que las conforman:

**a) Área de Distribución Oriente**, integrada por los OR:

- ENEL Colombia 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.
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
- Celsia Colombia S.A. E.S.P., mercado Celsia Tolima S.A. E.S.P.

**b) ADD Occidente**, conformada por los OR:

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
- Celsia Colombia S.A. E.S.P. – mercado Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
- Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Cali EICE
- Compañía Energética de Occidente EICE E.S.P.
- Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

**c) ADD Sur**, conformada por los OR:

- Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
- Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
- Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

**d) ADD Centro**, conformada por los OR:

- Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander S. A. E.S.P.
- Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P.



- Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P.
- Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P.
- Ruitoque S. A. E.S.P.

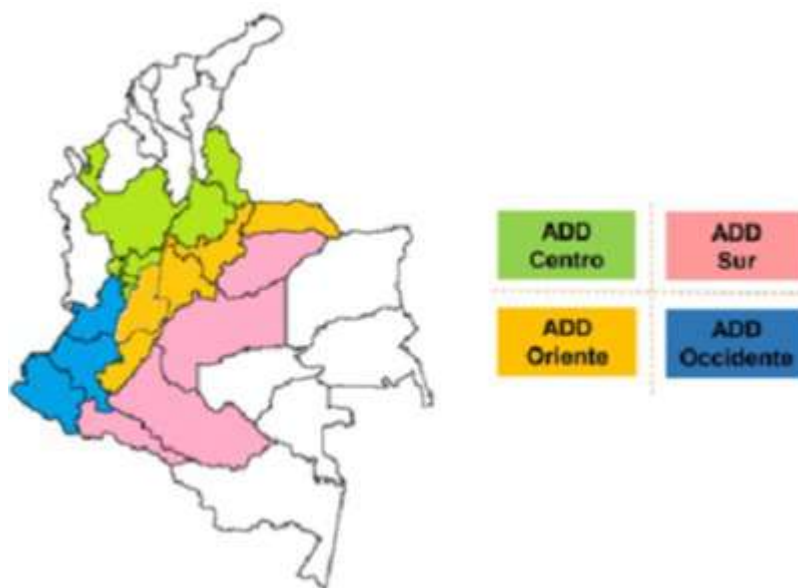


Figura 3 Zonas de las Áreas de distribución

A continuación, se presenta el cargo por uso y el consolidado de energía facturada para cada ADD y nivel de tensión publicados por XM en noviembre de 2022:

#### ADD Centro

Operador de Red - Mercado	Df Nivel 1 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 1 (kWh)	Df Nivel 2 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 2 (kWh)	Df Nivel 3 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 3 (kWh)
CENS Mercado de Comercialización NORTE DE SANTANDER	293	1.297.328.631	184	199.770.305	93	191.351.389
CHEC Mercado de Comercialización CALDAS	399	862.235.030	254	138.284.373	94	294.131.593
EDEQ Mercado de Comercialización QUINDIO	348	373.364.623	264	81.941.364	103	24.321.771
EEP Mercado de Comercialización PEREIRA	218	409.169.960	147	73.018.354	71	141.882.619
EPM Mercado de Comercialización ANTIOQUIA	269	5.945.614.818	174	1.765.206.587	79	1.148.184.966
ESSA Mercado de Comercialización SANTANDER	350	1.737.519.365	212	328.348.927	82	416.920.370
RUITOQUE Mercado de Comercialización RUITOQUE	523	10.658.225	415	4.572.867	174	690.600

Cargo Único Transitorio Nivel 1 (\$/kWh)
305

Cargo Único Transitorio Nivel 2 (\$/kWh)
192

Cargo Único Transitorio Nivel 3 (\$/kWh)
84

### ADD Occidente

Operador de Red - Mercado	Dt Nivel 1 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 1 (kWh)	Dt Nivel 2 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 2 (kWh)	Dt Nivel 3 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 3 (kWh)
CEDENAR Mercado de Comercialización NARIÑO	268	582.389.046	175	91.100.957	104	13.716.945
CELSIA COLOMBIA Mercado de Comercialización VALLE DEL CAUCA	371	1.099.478.963	254	338.333.733	124	575.836.490
CEO S.A.S E.S.P. Mercado de Comercialización CAUCA	409	528.620.137	274	69.610.031	94	241.754.168
CETSA Mercado de Comercialización TULUA	250	139.405.441	168	45.330.445	97	32.426.987
EEP Mercado de Comercialización CARTAGO	233	98.914.494	144	39.353.979	96	33.950.813
EMCALI Mercado de Comercialización CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	170	1.936.339.295	107	786.055.349	65	733.663.842
EMEE Mercado de Comercialización POPAYAN - PURACE	-253	3.166.614	-326	5.068.335	32	8.745.981

Cargo Único Transitorio Nivel 1 (\$/kWh)
270

Cargo Único Transitorio Nivel 2 (\$/kWh)
162

Cargo Único Transitorio Nivel 3 (\$/kWh)
91

### ADD Oriente

Operador de Red - Mercado	Dt Nivel 1 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 1 (kWh)	Dt Nivel 2 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 2 (kWh)	Dt Nivel 3 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 3 (kWh)
CELSIA COLOMBIA Mercado de Comercialización TOLIMA	434	836.080.235	276	137.003.168	111	231.114.708
EBSA Mercado de Comercialización BOYACA	404	702.673.658	285	102.935.129	150	98.550.955
ELECTROHUILA Mercado de Comercialización HUILA	291	667.185.953	218	147.854.667	81	120.580.955
ENEL Mercado de Comercialización BOGOTA - CUNDINAMARCA	208	9.485.033.153	138	3.217.389.201	98	2.018.159.801
ENELAR Mercado de Comercialización ARAUCA	498	166.588.926	398	23.143.617	102	650.767

<b>Cargo Único Transitorio Nivel 1 (\$/kWh)</b>	<b>Cargo Único Transitorio Nivel 2 (\$/kWh)</b>	<b>Cargo Único Transitorio Nivel 3 (\$/kWh)</b>
260	156	103

### ADD Sur

Operador de Red - Mercado	Dt Nivel 1 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 1 (kWh)	Dt Nivel 2 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 2 (kWh)	Dt Nivel 3 (\$/kWh)	Energía Facturada Nivel 3 (kWh)
BAJO PUTUMAYO Mercado de Comercialización BAJO PUTUMAYO	241	63.827.029	63	4.405.469	34	94.542
ELECTROCAQUETA Mercado de Comercialización CAQUETA	333	185.738.145	225	24.518.580	72	20.333.055
EMEVASI Mercado de Comercialización VALLE DEL SIBUNDOY	494	10.831.410	340	-	132	-
EMSA Mercado de Comercialización META	178	799.512.980	136	104.629.187	73	170.396.461
ENERCA Mercado de Comercialización CASANARE	577	292.775.279	365	48.942.593	14	83.443.346
PUTUMAYO Mercado de Comercialización PUTUMAYO	322	56.899.728	222	4.126.002	76	26.784.463

<b>Cargo Único Transitorio Nivel 1 (\$/kWh)</b>	<b>Cargo Único Transitorio Nivel 2 (\$/kWh)</b>	<b>Cargo Único Transitorio Nivel 3 (\$/kWh)</b>
300	213	58

Es pertinente, presentar las siguientes aclaraciones:

- La Empresa de Energía de Cundinamarca y Codensa, unificaron sus mercados como resultado del proceso de fusión entre estas empresas, materializado en el 2016.
- A partir del 1 de agosto de 2010, entró en vigencia un contrato de gestión suscrito entre Centrales Eléctricas del Cauca y la Compañía Energética de Occidente, mediante el cual, esta última se obligó a asumir, por su cuenta y riesgo, la gestión administrativa, operativa técnica, comercial, la inversión,

ampliación de cobertura, rehabilitación, mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura y demás actividades necesarias para la prestación de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Departamento del Cauca.

- Las Empresas Municipales de Cartago firmaron en el 2020 un contrato por veinte años con la Empresa de Energía de Pereira para operar, comercializar y distribuir el servicio de energía eléctrica en su área de influencia.
- El Ministerio de Minas y Energía publicó para participación ciudadana, con el objeto de recibir observaciones y comentarios el proyecto de resolución "Por la cual se actualizan las Áreas de Distribución – ADD", en la que debido a diferentes situaciones relacionadas con integraciones empresariales, liquidación y constitución de nuevas empresas prestadoras de dicho servicio de energía eléctrica, se propone la actualización de las ADD y su composición, Esta resolución básicamente conserva las mismas cuatro ADD enunciadas anteriormente, integra Condensa y Empresa de Energía de Cundinamarca en Codensa, reemplaza Empresa de Energía del Pacífico por Celsia Colombia – mercado Valle del Cauca y a CEDELCA por CEO.

El **Decreto 2492 de 2014** *"Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda"*, establece en el Artículo 1 que la CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio.

Así mismo, el Artículo 3 de este decreto, indica que 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."

Se observa que este decreto, está orientando, en concordancia con las estrategias de eficiencia energética, a la definición de cargos horarios, lo que conduciría a la realización de ajustes complejos en cuanto a procedimientos, requerimientos de información y procesos de liquidación, dentro del esquema de las ADD.

Finalmente señala que "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 prestación del servicio de energía eléctrica de los agentes en cada ADD". Acorde con este lineamiento, se requeriría fortalecer los mecanismos que incentiven la

eficiencia de prestación del servicio de energía eléctrica de los agentes en cada ADD orientando los resultados a disminuir las variaciones de los Cargos por Uso de red con respecto al DTUN<sup>14</sup>.

La **Resolución MME 40 227 de 2022** "Por la cual se actualizan las Áreas de Distribución, (ADD)", incorpora a la empresa Celsia Colombia S.A, a través de su mercado Celsia Tolima S.A E.SP en el ADD Oriente. Todo esto, con el fin de aproximar los cargos por uso que estaban experimentando los usuarios asociados al mercado de Celsia Tolima hacia una tarifa menor, la cual se alcanzaría tras integrar este mercado en la ADD Oriente según los análisis realizados por el Ministerio de Minas y Energía.

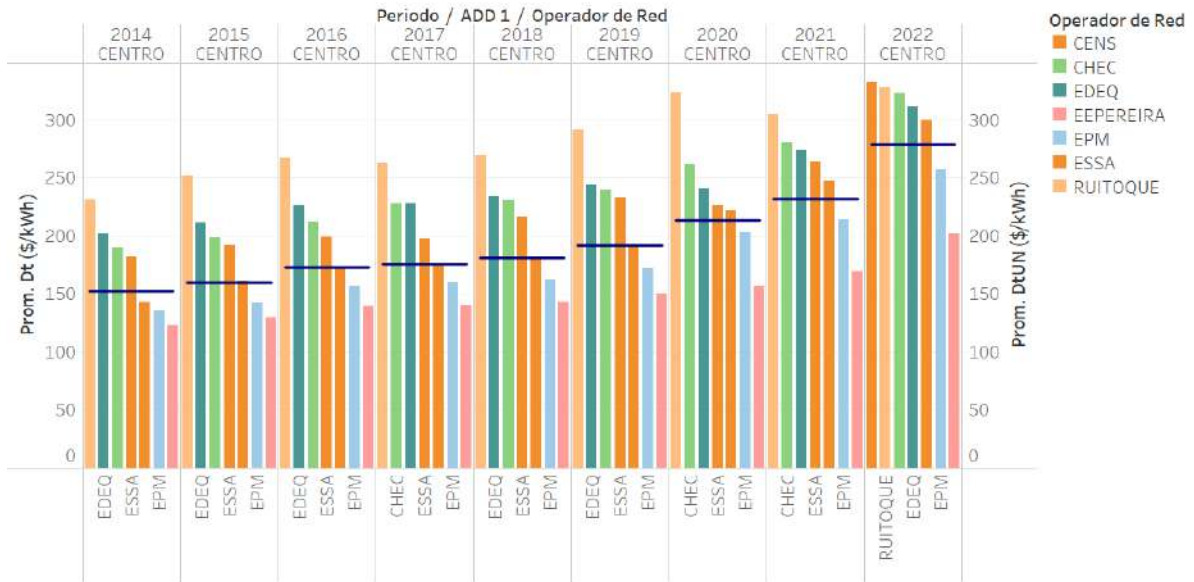
Al observar el esquema normativo, se concluye que básicamente, en la parte operativa y de funcionalidad, los agentes involucrados en este esquema de las ADD son los OR y XM ejecutando las funciones de LAC; y en la parte institucional, el MME y la CREG.

A continuación, se muestra un ejemplo, donde el Dtun se representa como una línea horizontal y los Dt son las barras para cada OR de un ADD en especial.

---

<sup>14</sup> Tarifa que pagan los usuarios del servicio de energía eléctrica que pertenecen a la misma ADD.

Valor promedio anual del DtUN y promedio anual de Dt de cada OR de la ADD CENTRO - Nivel 1



Las tendencias de promedio de Dt (\$/kWh) y promedio de DtUN (\$/kWh) para Operador de Red desglosados por Período año y ADD 1. Para el panel Promedio de Dt (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Los datos se filtran en Nivel y ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 1. El filtro ADD excluye SIN ADD. La vista se filtra en ADD 1, lo que conserva CENTRO.

Figura 4 Dt y Dtun para Operadores de Red del área Centro

#### 4.1.6 Principios motivadores para la creación de las ADD

Tomando en consideración los factores que motivaron la creación de las ADD y la normatividad vigente, los principios motivadores de las ADD son:

- Desarrollar un mecanismo tarifario a través del cual se defina un cargo único de distribución para los niveles 1, 2 y 3, aplicable a los usuarios atendidos por OR en mercados geográficamente cercanos.
- Neutralidad: Entendiendo por neutralidad que, a usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no residenciales del servicio de electricidad, según niveles de tensión, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios.
- Eficiencia: prestación de un servicio con los niveles de calidad exigidos por la regulación al mejor costo posible según las condiciones de remuneración de la actividad.

En virtud del principio de neutralidad, no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico.

Por otra parte el Artículo 45, de la citada Ley, establece que los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, 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.

#### **4.1.7 Operatividad de las ADD**

Conforme con lo establecido en la resolución CREG 058 de 2008 el LAC es responsable de desarrollar los siguientes macroprocesos: **i)** calcular los Cargos por Uso Único y **ii)** liquidar los ingresos por uso de red de los OR.

##### **i) Cálculo de Cargos por Uso Único:**

Corresponde al LAC calcular y publicar mensualmente el Cargo por Uso Único (DtUN) para cada una de las ADD, se define de manera particular para cada uno de los ADD, por nivel de tensión y se aplica a todos los usuarios de los mercados de comercialización contenidos en una ADD.

Este cargo es el que utilizan los agentes Comercializadores para facturar la componente de distribución del servicio de energía a los usuarios de sus mercados de comercialización, conectados a los sistemas de distribución de los OR de cada ADD, para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En términos generales, el LAC calcula el DtUN a partir de dos variables fundamentales: **a)** el Cargo por Uso de Redes (Dt) reconocido a cada uno de los OR, y **b)** la energía facturada (EF) a los usuarios conectados al sistema de cada OR.

Los OR reportan los insumos necesarios para el cálculo del cargo por uso de distribución -Dt-, por nivel de tensión, para que sea calculado por el LAC, a la fecha, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018<sup>15</sup>

La información de Dt y EF de los OR contenidos en una ADD, usados para el cálculo de los DtUN de cada ADD, por nivel de tensión, para un mes determinado, será publicada dentro de los últimos cuatro (4) días calendario del mes anterior al mes de

---

<sup>15</sup> El cálculo del Dt lo realiza el LAC conforme con la resolución CREG 015 de 2018

aplicación de los cargos y los OR cuentan con tres (3) días para solicitar correcciones. Conforme con lo establecido en la resolución CREG 133 de 2013 “El LAC debe publicar los  $DtUN_{n,m,a}$  dentro de los catorce (14) días calendario del mes que corresponda”

El LAC calcula mensualmente el DtUN para cada ADD, por nivel de tensión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 de la Resolución CREG 133 de 2013. Simplificando, el DtUN para una ADD en particular, corresponde al promedio de los Dt ponderado por la energía facturada acumulada de los doce meses previos al mes de liquidación. Adicionalmente incluye un factor de ajuste que compensa las diferencias acumuladas entre los ingresos obtenidos y los ingresos reconocidos de los OR.

El DtUN se calcula empleando la siguiente expresión matemática, definida en la Resolución CREG 133 de 2013.

$$DtUN_{n,m,a} = \frac{\sum_{j=1}^{TA} Dt_{n,j,m,k} * \sum_{m=m-13}^{m-2} EF_{n,j,m}}{\sum_{j=1}^{TA} (\sum_{m=m-13}^{m-2} EF_{n,j,m})} - \frac{Q_{n,m,a}}{\frac{1}{12} * \sum_{j=1}^{TA} (\sum_{m=m-13}^{m-2} EF_{n,j,m})}$$

Donde:

$j$  corresponde a cada uno de los OR pertenecientes a cada ADD,  $TA$  número de OR que conforman la ADD,  $n$  nivel de tensión (1, 2, 3),  $m$  mes de cálculo,  $a$  cada una de las ADD.

$Dt_{n,j,m,k}$  cargo por uso de red del OR  $j$ , para el nivel de tensión  $n$ , en el mes  $m$ , del año  $k$ .

$EF_{n,j,m}$ : Corresponde a la Energía facturada en el mes  $m$ , con la tarifa del Nivel de Tensión  $n$  por el OR  $j$  a todos los Comercializadores que atienden usuarios conectados al SDL del OR  $j$ . Corresponde a la información de cargos por uso facturados por los OR a los Comercializadores en cada Nivel de Tensión reportada por los OR al SUI.

$Q_{n,m,a}$ : Delta de ingresos para incluir en el cargo único del nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$  en el ADD  $a$ . Su máximo valor será el 3% de los ingresos reconocidos para los OR en una misma ADD.

El LAC mensualmente publica el DtUN por nivel de tensión para cada uno de los OR que operan dentro del esquema de ADD y la energía facturada por todos los



comercializadores que atienden el mercado de comercialización asociado con el sistema de cada OR, en el portal de XM<sup>16</sup>.

Los DtUN publicados, son los que deberán ser incluidos en la componente de distribución por los Comercializadores en la liquidación de las transacciones de energía a sus usuarios.

## ii) Liquidación de los ingresos de los OR

Mensualmente el LAC liquida los ingresos del mes  $m-2$ , de cada OR, comunica sus resultados dentro de los primeros siete (7) días calendario de cada mes, para que sean revisados por los agentes dentro de los (2) dos días siguientes y publica los resultados finales dentro de los catorce (14) días calendarios del mes.

El proceso para el cálculo y liquidación de ingresos de los OR se encuentra definido en el artículo 1 de la Resolución CREG 068 de 2008.

La figura 4 ilustra la línea de tiempo que sigue el proceso de definición de cargos y liquidación de ingresos.

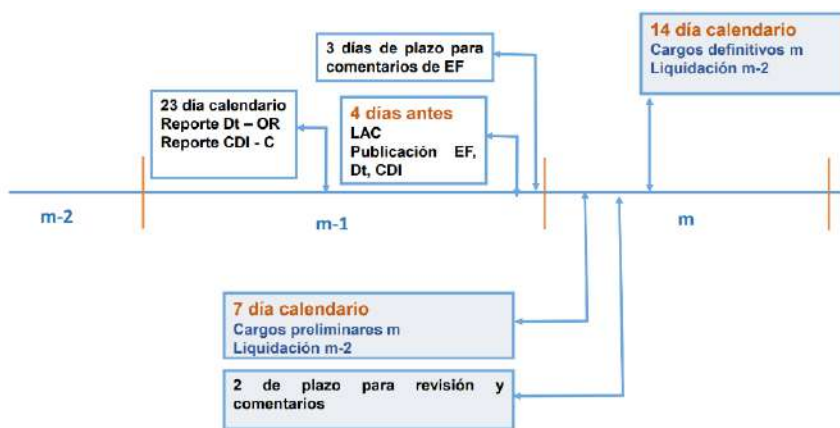


Figura 5 Línea de tiempo para la liquidación de ingresos -Fuente XM

Además de liquidar los ingresos de los OR, el LAC debe calcular la relación entre los ingresos obtenidos y los reconocidos de cada una de las ADD ( $RI_{a,n,m}$ ) y por cada OR de una ADD ( $RIOR_{j,a,n,m}$ ), de acuerdo con las fórmulas indicadas en la Resolución

<sup>16</sup><https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-lac/lac-add/liquidacion-dd-reportes-medio-principal>

CREG 133 de 2013; una vez calculados, estos índices deben ser publicados a más tardar el décimo día hábil del mes  $m$  que corresponda y también en los meses de febrero y agosto de cada año.

El LAC debe efectuar la liquidación y establecer los valores que deben ser trasladados entre los OR que garanticen que todos los OR de una misma ADD tengan el mismo  $(RIOR_{j,a,n,m})$  y a su vez debe ser igual al  $(RI_{a,n,m})$ . Para alcanzar esta condición, los OR contarán con un plazo de cinco (5) días para trasladar los correspondientes valores.

El LAC debe mantener el registro de todas las liquidaciones y transacciones en una base de datos para su consulta.

#### **4.1.8 Estudios asociados a ADD consultados**

En el proceso de análisis del esquema de ADD se consultaron las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética y el estudio elaborado por Fedesarrollo en el año 2009 "*El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores*".

El **Estudio de Fedesarrollo** se enfoca en el análisis y evolución del mercado de energía eléctrica en el período 1994 a 2008, por lo que aporta elementos de interés en el contexto global de mercado eléctrico, y también cobra relevancia tras abordar efectos posteriores al 2008, señalando las modificaciones importantes introducidas en todos los eslabones de la cadena de energía eléctrica y en el propio mercado eléctrico.

El estudio analiza las debilidades de mercado eléctrico que dieron origen a las transformaciones del sector eléctrico de la década de los noventa y los ajustes al modelo energético, tendientes a mejorar la competitividad del sector, de los diferentes agentes económicos e incrementar la eficiencia en el precio de la energía eléctrica, con énfasis en el mercado no regulado.

La regulación que rige las ADD genera un "subsidio cruzado" entre usuarios de diferentes OR; en relación con este tipo de subsidios, el estudio cuestiona su efectividad y racionalidad, debido a las distorsiones presentes en la definición de los estratos socioeconómicos. Por lo que se recomienda focalizar y revisar la operatividad de estos subsidios. Concretamente señala que el esquema colombiano de solidaridad a través de subsidios cruzados no es la mejor solución para el problema de garantizar el acceso de los hogares de menores ingresos al servicio de energía eléctrica y complementa esto indicando que "la herramienta utilizada para su focalización (el estrato) no mide bien la pobreza y está sujeto a errores de inclusión, exclusión y manipulación por las administraciones municipales"

Fedesarrollo señala que los subsidios cruzados, generados por impuestos y contribuciones representan una carga al sector industrial que afecta su competitividad; presenta graves problemas de focalización y claramente tiene un impacto negativo sobre los costos de la industria y el comercio y en consecuencia sobre su competitividad.

Adicionalmente, el estudio en mención señala que, el esquema de subsidios y contribuciones genera un déficit continuo, no se cumplen los objetivos de la solidaridad, se están imponiendo barreras a la situación financiera del sistema y de las empresas, se beneficia a personas que no necesitan el subsidio y no se focalizan bien los subsidios.

Por otra parte, establece que existe una amplia variedad de factores que inciden en la definición de precios en todos los eslabones de la cadena de energía eléctrica, por lo que, con el fin de mejorar la competitividad del sector, las acciones a desarrollar deben estar enfocadas al mejoramiento de las condiciones del mercado, en cuanto a precios, calidad, volatilidad, confiabilidad, continuidad.

El estudio indica que en el periodo 1998 – 2003 todas las componentes crecen a una tasa más acelerada que el IPP y el IPC, principalmente Distribución, Comercialización y Transmisión. En el presente estudio se confirma que, en particular, la componente de distribución ha crecido a tasas superiores al IPC e IPP, por lo que se concluye que la componente de distribución ha crecido a tasas superiores al IPP e IPC desde 1998 hasta la fecha.

También propone modificar el esquema de subsidios y contribuciones mediante la eliminación del esquema de subsidios cruzados, para ir a un esquema de solidaridad a través del presupuesto.

Dentro de los temas estudiados en la **Primera Fase de La Misión de Transformación Energética**, se identifican algunos elementos que se relacionan directamente con los objetivos que buscan las ADD, entre estos:

Cobertura de energía y subsidios, en donde se identificaron temas orientados al aumento de la cobertura, mejoramiento de la calidad del servicio, diseño y formulación eficiente de subsidios.

Sobre este particular, la MTE, propone desarrollar estrategias para aumentar la cobertura mediante nuevos desarrollos tecnológicos y alternativas de prestación de servicio con criterios de calidad acordes con la interconectividad, de la mano con el fomento a la participación de los OR.

Adicionalmente adelantar acciones para superar problemas de funcionamiento del esquema de subsidios, que no cumple con los principios básicos de focalización, solidaridad y redistribución.

En resumen, se observa que hay coincidencia entre la MTE y Fedesarrollo en cuanto a la recomendación de desarrollar una formulación eficiente de subsidios. Adicionalmente, en relación con el marco institucional y regulatorio, la MTE, identificó temas que guardan relación con el esquema de las ADD, entre ellos: regulación orientada al desempeño, revisiones tarifarias y vigencia de las metodologías.

## **5 ENCUESTAS CON LOS AGENTES**

Con base en la Metodología de Análisis Expost, se realizaron consultas nivel de encuestas, en las que participaron más de 15 operadores de red<sup>17</sup> e instituciones como XM.

Lo anterior, tuvo como objetivo clasificar los efectos percibidos en los mercados dentro de cada ADD bajo el rol de beneficiados y afectados. También se buscó medir la respuesta y la perspectiva actual del sector ante la posibilidad de modificaciones regulatorias al esquema de ADD. Finalmente, busca complementar, reforzar o rebatir al análisis cuantitativo por indicadores. Frente a esta aproximación cualitativa, se puede identificar una tendencia hacia la necesidad de reformular el esquema regulatorio, pues la mayoría de los Operadores de Red identifican condiciones que podrían originar ineficiencias o incluso distorsiones en el mercado.

Con el objetivo de no extenderse en los detalles de dichas encuestas, sus resultados y análisis específicos se encuentran en el Anexo 2 del presente documento.

## **6 DEFINICIÓN DE INDICADORES**

Con el fin de analizar el nivel de cumplimiento de los objetivos que motivaron la conformación de las ADD y el efecto que este esquema regulatorio ha tenido sobre

---

<sup>17</sup> EEP, CEDENAR, EBSA, CHEC, EMCALI, ENELAR, CEO, EE PUTUMAYO, CODENSA, ESSA, CENS, EPM, CELSIA EDEQ y DISPAC (No perteneciente a ninguna ADD).

la componente de distribución de la tarifa, se definieron los indicadores que se resumen a continuación y se describen con mayor nivel de detalle en el Anexo indicadores.

Tras considerar la neutralidad como principio fundamental del esquema de ADD, la paridad entre mercados de una misma ADD es una métrica que se consideró relevante para cada uno de los indicadores de neutralidad. Por todo lo anterior, se buscó una medida estadística que diera cuenta de qué tan similares eran los mercados en sus indicadores de desempeño.

Por lo anterior, se seleccionó el índice de dispersión como una medida estadística que permite identificar qué tan similares resultaron ser los indicadores aplicados a diferentes mercados de una misma ADD, de tal manera que se pudiese inferir si existe alguna correlación temporal entre la implementación del esquema de ADD y el desempeño de dichos indicadores.

Nombre del Indicador	Fórmula	Descripción
1 Volatilidad del DtUN y Dt	<p><i>Volatilidad del Dtun para cada ADD<sub>i</sub>:</i></p> $\frac{DtUN_t - DtUN_{t-1}}{DtUN_{t-1}}$ <p><i>Volatilidad del Dt ara cada OR:</i></p> $\frac{Dt_ORn_t - Dt_ORn_{t-1}}{Dt_ORn_{t-1}}$	<p>Mide la variación porcentual anual del DtUN en cada ADD y del Dt por cada OR para determinar si la variación del Dt es la misma que tuvo el Dtun para una ADD. Aporta a la pregunta ¿Qué efecto sobre las variaciones en el componente de distribución se puede experimentar al pertenecer a una ADD frente a la aplicación del cargo propio de cada mercado?</p>
2 Efecto real del DtUN sobre la component e de distribución	<p><i>Para cada ADD<sub>i</sub>:</i></p> $\frac{Dt_{ORn \in ADD_i} - DtUN_{ADD_i}}{DtUN_{ADD_i}}$	<p>Determina si existe un beneficio real para el OR comparando el Dt con el Dtun de su ADD. Determina la diferencia porcentual de Dt respecto al DtUN y define si el OR es excedentario (signo</p>

Nombre del Indicador	Fórmula	Descripción
		<p>negativo debido al costo marginal inferior al cargo unificado) o deficitario (signo positivo debido al costo marginal superior al cargo unificado). Aporta a la pregunta ¿cuál es el beneficio real en el cargo de distribución en cada mercado al pertenecer al ADD?</p>
<p>3 Impacto de las ADD en el CU</p>	<p>Para cada OR:</p> $\frac{CU(Dt) - CU(Dt_{un})}{CU(Dt_{un})}$	<p>Establece la relación relativa entre el CU calculado utilizando el Dt como componente "D" y el CU efectivamente aplicado a los usuarios, es decir, calculado con el cargo unificado Dt<sub>un</sub>. Aporta a la pregunta ¿Cuál es el beneficio o sobrecosto que se experimentaría sobre la tarifa si un mercado no perteneciera a una ADD?</p>
<p>4 Diferencia de subsidios entre el esquema de ADD y sin ADD</p>	<p>Para cada ADD<sub>i</sub>:</p> $\sum_{j=1}^n \text{Subsidio} (Dt_{OR_j \in ADD_i} - Dt_{UN_{ADD_i}})$	<p>Establece el comportamiento de los subsidios con el esquema ADD y los subsidios para cada agente particular. Determina el balance entre la aplicación del cargo unificado frente al cargo por cada OR respecto al efecto económico sobre los subsidios en cada una de las ADD. Aporta a la pregunta ¿Qué implicaciones sobre los subsidios se evidencian ante la aplicación del cargo unificado en el</p>

Nombre del Indicador	Fórmula	Descripción
<p>5</p> <p>Diferencia de contribuciones entre el esquema ADD y sin ADD</p>	<p>Para cada ADD<sub>i</sub>:</p> $\sum_{j=1}^n \text{Contribuciones } (Dt_{OR_j \in ADD_i} - DtUN_{ADD_i})$	<p>componente de la distribución?</p> <p>Establece el comportamiento de las contribuciones con el esquema ADD y las contribuciones por cada agente en particular. Determina el balance entre la aplicación del cargo unificado frente al cargo por cada OR respecto al efecto económico sobre las contribuciones en cada una de las ADD. Aporta a la pregunta ¿Qué implicaciones sobre las contribuciones se evidencian ante la aplicación del cargo unificado en el componente de la distribución?</p>
<p>6</p> <p>Balance entre usuarios subsidiados (excedentarios vs deficitarios) dentro de una ADD</p>	<p>Para cada ADD<sub>i</sub>:</p> $\sum_{j=1}^n (Dt_{OR_j \in ADD_i} - DtUN_{ADD_i})$ <p>* EF usuarios asociados a subsidios</p>	<p>Establece el balance de recaudo de usuarios sujeto de subsidios (Estratos 1, 2 y 3) entre excedentarios y deficitarios para establecer si el recaudo de los usuarios excedentarios cubre el recaudo faltante en los deficitarios para estos usuarios. Aporta a la pregunta, en el marco de la liquidación del esquema de aplicación de los cargos unificados ¿Son suficientes los recursos de contribuciones provenientes de usuarios de estratos 1, 2 y 3 pertenecientes a mercados excedentarios para</p>

Nombre del Indicador	Fórmula	Descripción
		cubrir los ingresos del mismo tipo de usuarios en los mercados deficitarios en una misma ADD?
7 Relación de la calidad (frecuencia de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios de una ADD	Para cada OR: $\frac{Dtun}{SAIDI}$	Mide la relación entre el cargo Dtun del OR y su índice de calidad SAIDI en un año. Aporta a la pregunta ¿Cuál es la diferencia de calidad de servicio, representada en duración promedio de interrupciones en un año, que pueden experimentar usuarios de una misma ADD que pagan un mismo cargo de distribución?
8 Relación de la calidad (frecuencia de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios de una ADD	Para cada OR: $\frac{Dtun}{SAIFI}$	Mide la relación entre el cargo Dtun del OR y su índice de calidad SAIFI en un año. Aporta a la pregunta ¿Cuál es la diferencia de calidad de servicio, representada en frecuencia promedio de interrupciones en un año, que pueden experimentar usuarios de una misma ADD que pagan un mismo cargo de distribución?
9 Relación del componente Dt del OR respecto a la escala de su mercado	Para cada OR: $\frac{(Dt - Dtun)}{\# dEF - \text{año}}$	Mide la relación entre la diferencia del cargo Dt y Dtun del OR y su energía facturada. Aporta a la pregunta ¿existen tendencias de brechas entre el cargo unificado (Dtun) y el de uso (Dt) según la escala de cada mercado?

Tabla 2 Resumen de Indicadores de Evaluación de las ADDs



Los datos para el cálculo de los indicadores se tomaron de la plataforma de XM<sup>18</sup> y del SUI<sup>19</sup>.

## Participación de la componente de distribución (Dt o DtUN) en el CU

La participación de la componente “D” en el CU de cada mercado, da indicios de si el peso de “D” es relevante dado que, representa lo mismo en la tarifa percibida por usuarios que hacen parte de una misma ADD pero que son atendidos por diferente OR.

En la *Figura 6* se observa la dispersión aplicada al parámetro descrito anteriormente, con la cual evidencia que, a partir de la implementación del esquema en el año 2011, se redujo la dispersión de la componente de distribución dentro de las ADD. Al hacer uso de esta medida estadística, se puede inferir que la implementación del esquema de ADD permitió que el peso de este componente “D” sobre el CU fuese más similar entre ORs dentro de la misma ADD respecto al escenario previo a la primera regulación sobre ADD.

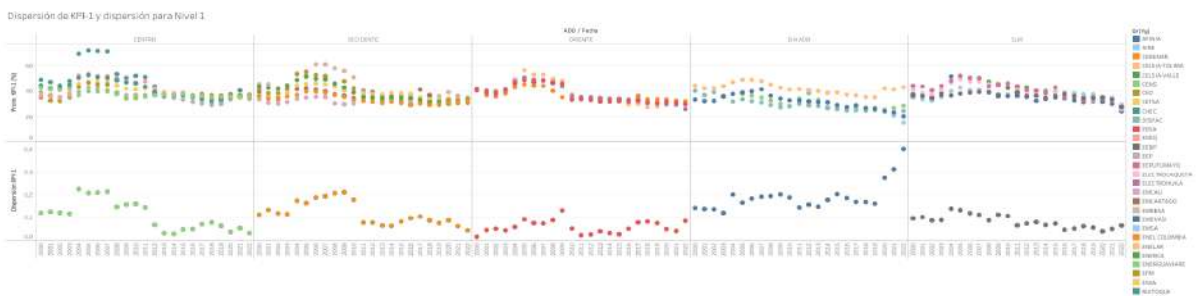


Figura 6. Dispersión del indicador de participación de la componente de distribución (Dt o Dtun) en el CU

Aunque parezca intuitivo que la participación de “D” sobre el CU sería más cercana entre ORs pertenecientes a una misma ADD tras la unificación del cargo Dtun, es apreciable que en un caso como el de Oriente, para el año 2022 la distribución no juega el mismo rol en la paridad de tarifas percibidas por usuarios de diferente OR en una misma ADD como si ocurría en el año 2012. Esto último también permite identificar tendencias de alta similitud de la participación de la “D” entre mercados de la ADD Sur, por lo que los usuarios podrían decir que en su tarifa dicho

<sup>18</sup><https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-lac/descripcion-liquidacion-lac>

<sup>19</sup>[http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI\\_COMERCIAL%2FVISTA\\_INICIAL\\_ACUE%23\\_public](http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL%2FVISTA_INICIAL_ACUE%23_public)

componente les es cargado de manera similar a pesar de que puedan tener diferencias en los demás componentes que conforman el CU.

## 7 ANÁLISIS DE INDICADORES

Teniendo en cuenta los principios de equidad, y neutralidad, se aplicaron los indicadores asociados a métricas que permitiesen establecer relaciones o patrones dentro de cada ADD, para que, de esta manera, fuese estimado el cumplimiento de los objetivos desde los cuales fue formulado el esquema regulatorio de las ADD. Estos indicadores se analizan según datos promediados año a año para identificar comportamientos y patrones identificables en los análisis temporales.

### Indicador 1

#### 7.1.1 Volatilidad del DtUN y Dt

De la Figura 7 a la Figura 11, se observa la volatilidad del Dtun año a año para cada mercado, con la cual se presenta una tendencia de crecimiento para las ADD Centro, Occidente y Oriente, así como para los OR sin ADD; para el caso de la ADD Sur, se presenta disminución. Se puede concluir que el encontrarse en una ADD no necesariamente implica que el Dtun no presente variaciones considerables año a año.

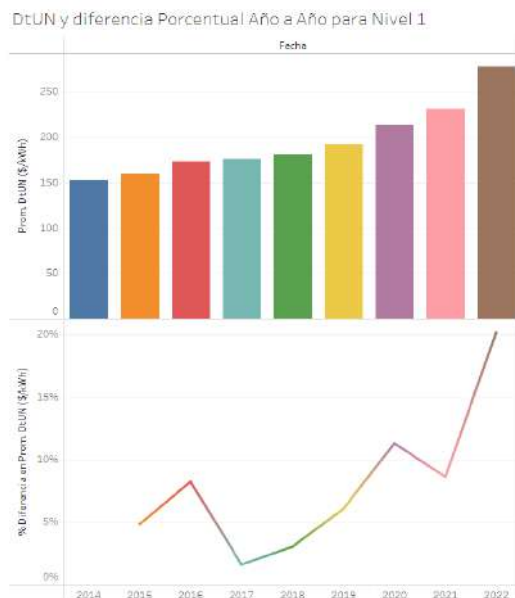


Figura 7 Volatilidad Dtun para la ADD Centro

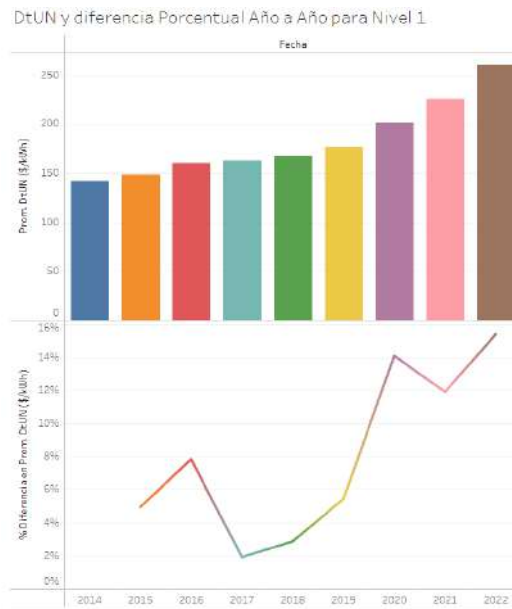


Figura 8 Volatilidad Dtun para la ADD Occidente

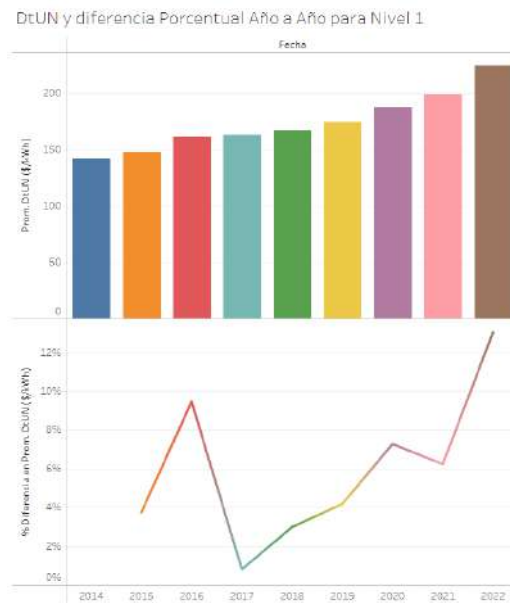


Figura 9 Volatilidad Dtun para la ADD Oriente

DtUN y diferencia Porcentual Año a Año para Nivel 1

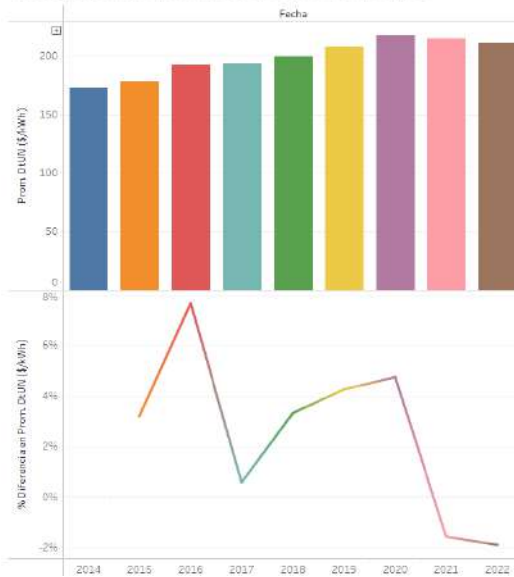


Figura 10 Volatilidad Dtun para la ADD Sur

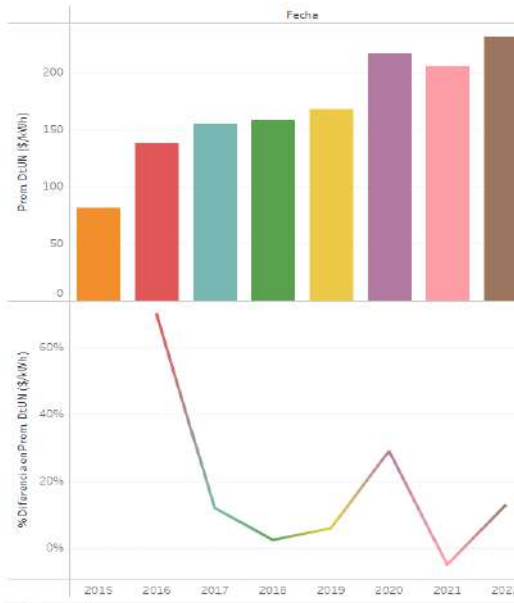


Figura 11 Volatilidad Dtun para OR sin ADD

## 7.1.2 Volatilidad del Dt

De la *Figura 12* a la *Figura 16* se presenta la volatilidad del Dt para cada OR de la ADD. Se observa que, de acuerdo con lo visto en la Volatilidad del Dtun, se comprueba que al aumentar los Dts, tiene relación directa con el Dtun.

Variación del Dt por OR para CENTRO en Nivel 1

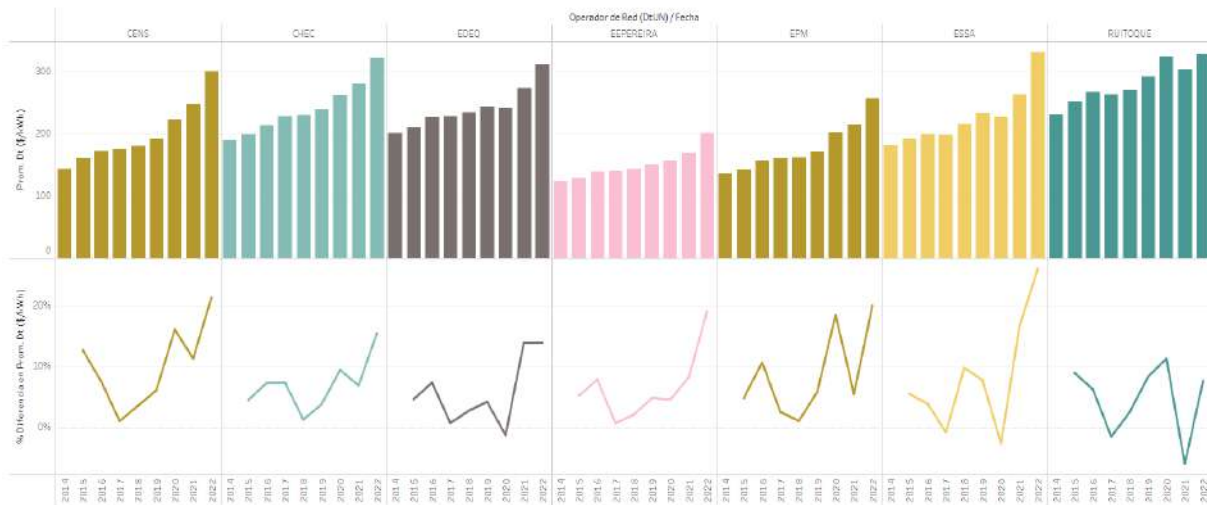


Figura 12 Volatilidad Dt para ADD Centro

Variación del Dt por OR para OCCIDENTE en Nivel 1



Figura 13 Volatilidad Dt para ADD Occidente

Variación del Dt por OR para ORIENTE en Nivel 1



Figura 14 Volatilidad Dt para ADD Oriente

Variación del Dt por OR para SUR en Nivel 1

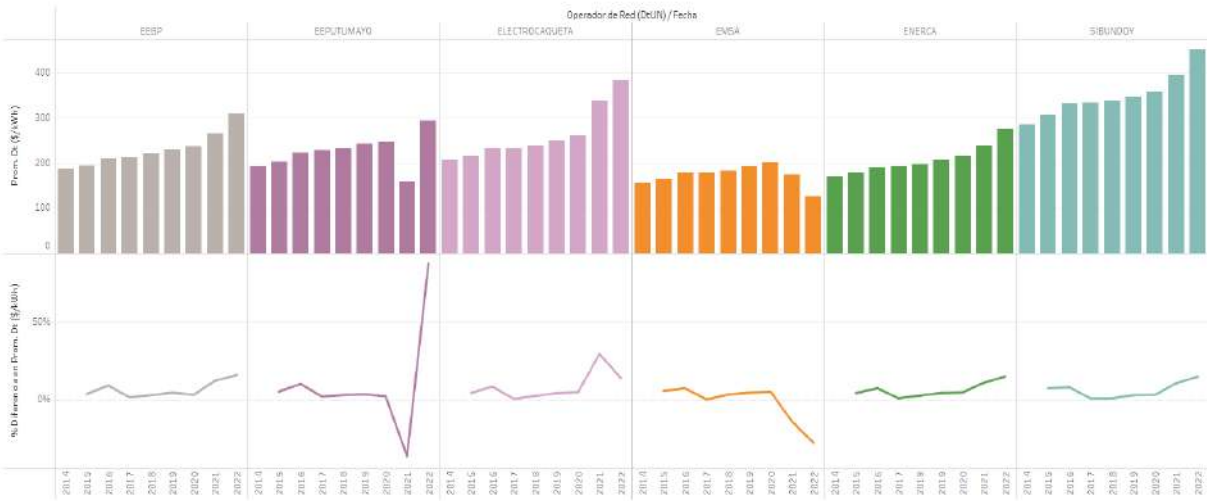


Figura 15 Volatilidad Dt para ADD Sur

Variación del Dt por OR para SIN ADD en Nivel 1



Figura 16 Volatilidad Dt para OR sin ADD

Derivado de este indicador, se pudo observar que, si bien las variaciones en el Dt de cada OR guardan cierta similitud entre sí y tienen patrones similares a las de la variación en el Dtun, las variaciones del Dt tienden a ser mayores a las del Dtun para los mercados más grandes de cada ADD. Lo cual contrasta con el caso de los mercados más pequeños, en los cuales se presentarían variaciones menores si solo se aplicara Dt propio de cada uno.

Un ejemplo de lo anterior, pero que no se limita solo a este caso, es el de la ADD centro, la cual experimentó en 2020 un aumento en su Dtun de aproximadamente del 11,3% mientras que su mercado más grande hubiese experimentado una variación de 18,4% en su Dt. En contraste, uno de sus mercados más pequeños tuvo una variación en su Dt de 4,5%. Estos valores se ajustarían a una base, de tal manera que se pueda aplicar un indexador.

En consecuencia, es notorio que las variaciones en el componente "D" que pueden llegar a percibir los usuarios de una misma ADD tienen una tendencia a acercarse a la variación que tendría el o los mercados más grandes. Con lo cual, se establece que estar en una ADD les podría otorgar esta ventaja a mercados considerados grandes ante variaciones considerables del componente "D", respecto a un escenario en el que no se encontrarán en dicha ADD.

## Indicador 2

### 7.2 Efecto real del DtUN sobre la componente de distribución

En las *Figura 17 a 20*, se observa que los OR excedentarios y deficitarios no son numéricamente equiparables, en el sentido que son pocos los OR excedentarios vs los deficitarios, por lo que no se identifica claramente un incentivo real para que los mercados altamente deficitarios lleguen a nivelar o disminuir su cargo de distribución.

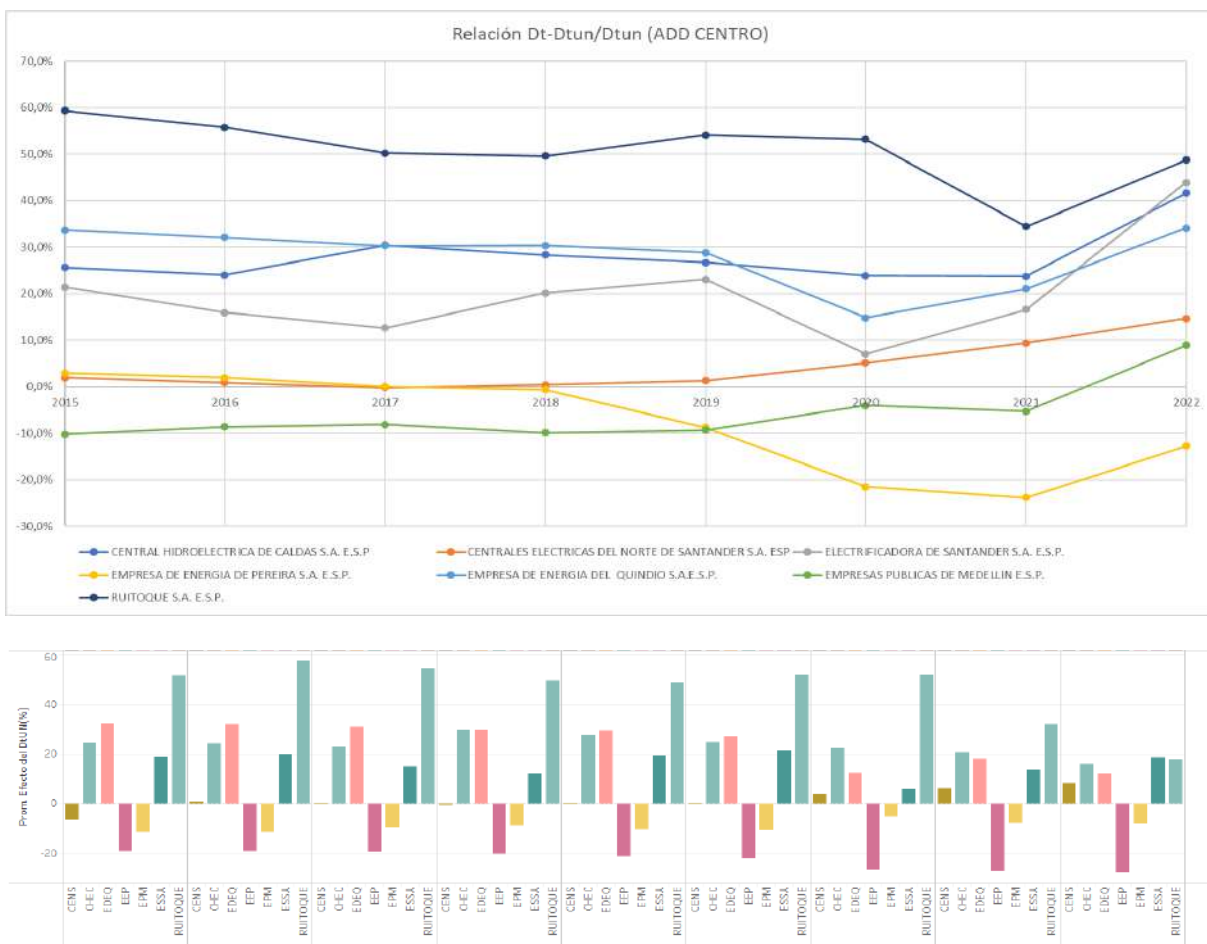


Figura 17 Efecto Dtun para ADD Centro (2014-2022)



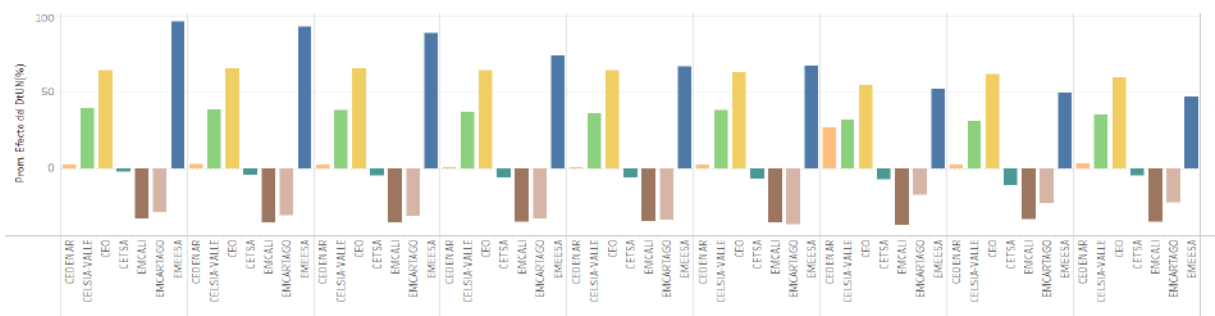
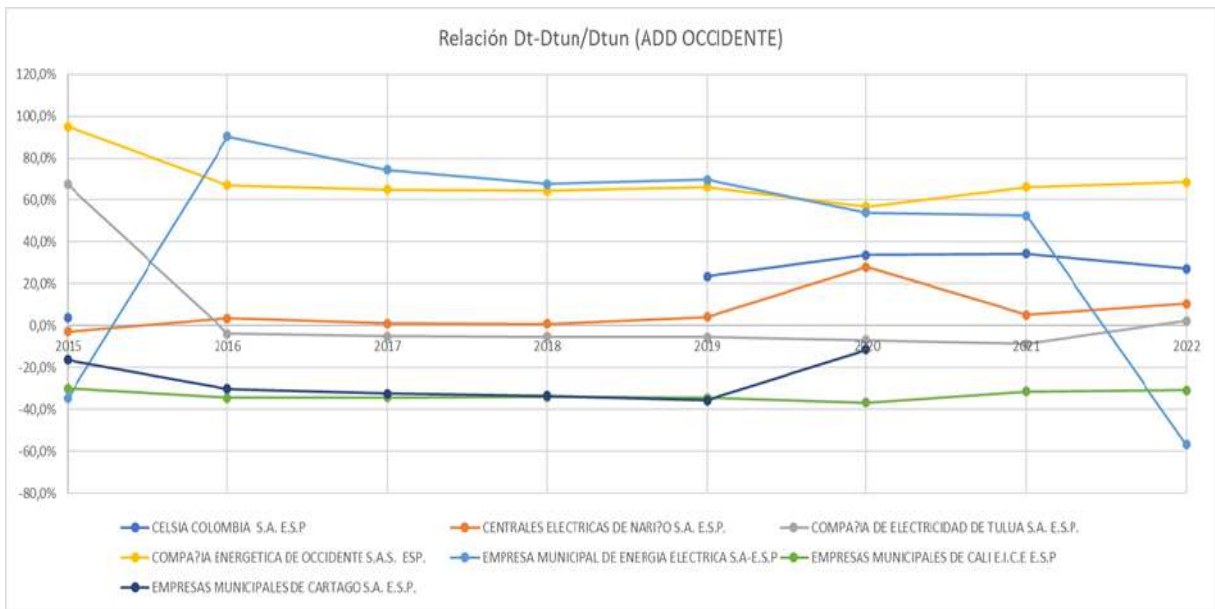


Figura 18 Efecto Dtu para ADD Occidente (2014-2022)

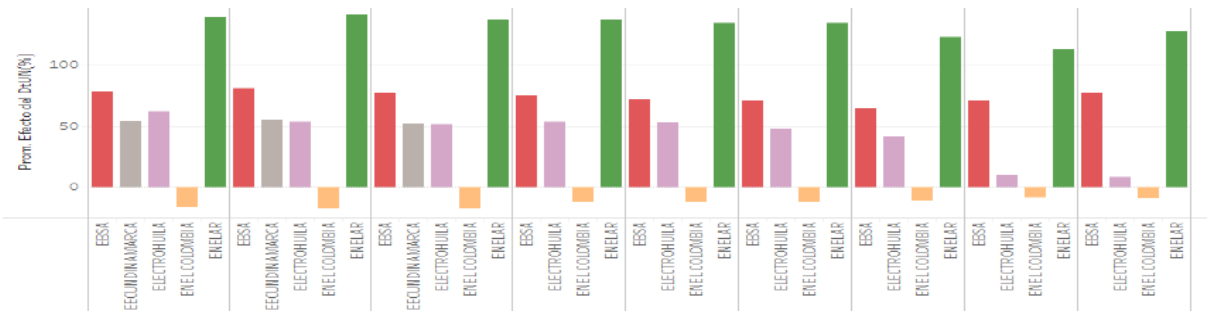
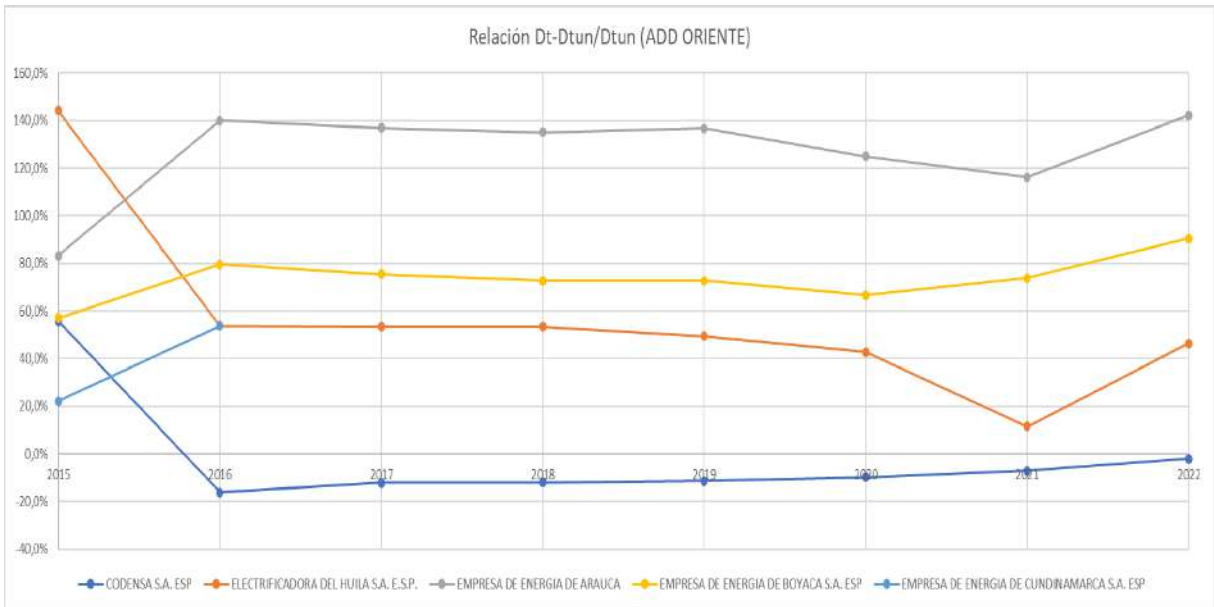


Figura 19 Efecto Dtun para ADD Oriente (2014-2022)

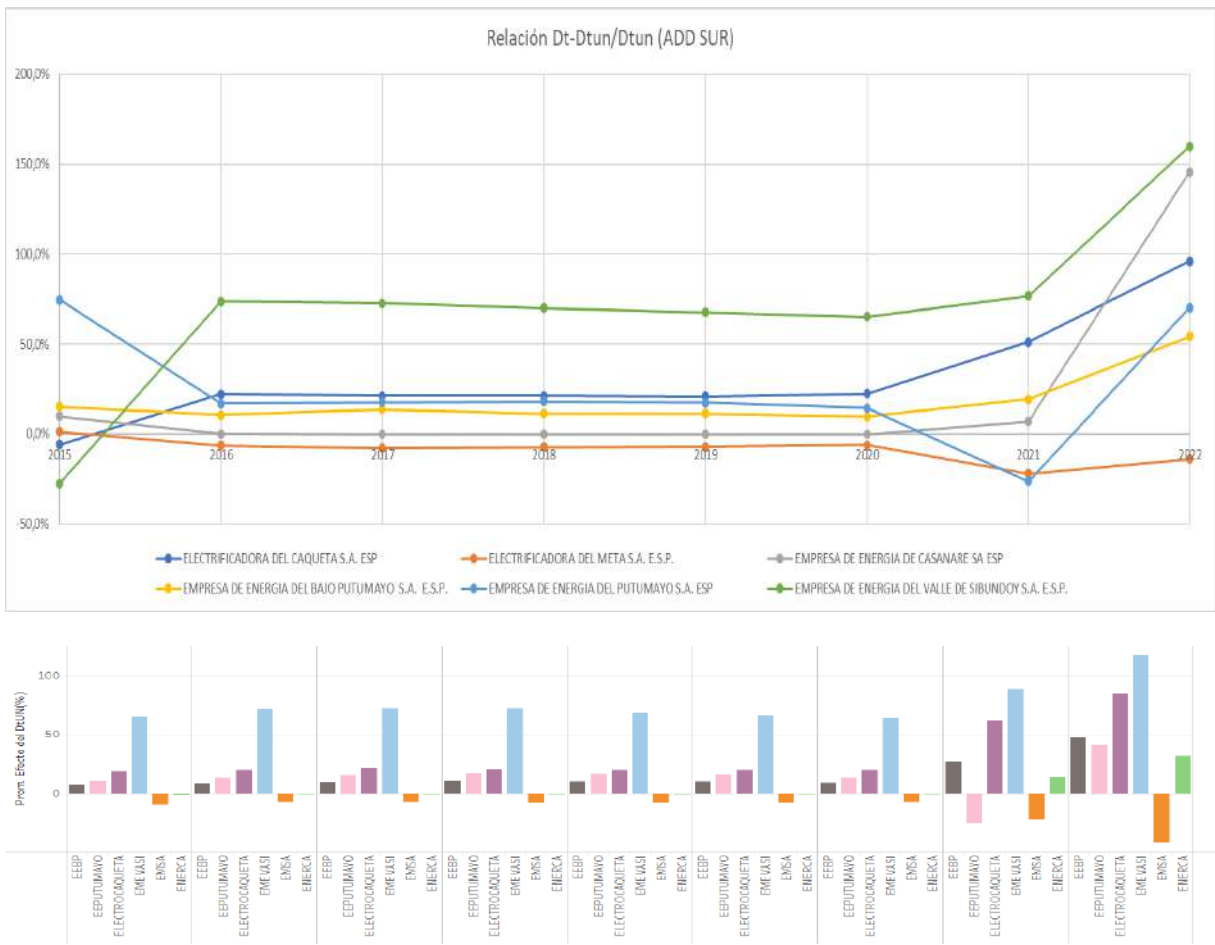


Figura 20 Efecto  $Dtun$  para ADD Sur (2014-2022)

De las figuras 17 a 20, se evidencia que en cada ADD hay diferencias en las relaciones relativas entre el  $Dt$  y el  $Dtun$  para los mercados que componen una misma ADD.

La relación histórica de cada año muestra que el rol de excedentario tiende a mantenerse a lo largo del tiempo, y de la misma manera ocurre con el deficitario. Inclusive, hay una tendencia a que la brecha sea más grande cuando son pocos los mercados en la ADD los que posean el rol de excedentario y en mayor medida cuando ha existido un deficitario con una relación de  $Dt$  marcada respecto al  $Dtun$ .

Salvo al caso de ADD Sur, no se observa que no exista una tendencia hacia la estabilización o una relación relativa muy parecida entre mercados de la misma ADD. De tal forma, que a la luz de mercados con diferencias relativas que pueden llegar a superar el 100%, como en el caso de la ADD oriente, el aumento de la brecha entre  $Dt$  y  $Dtun$  puede resultar contradictorio respecto al principio de equidad para ADDs e incluso de neutralidad contemplado en la Ley 143 de 1994.

### Indicador 3

#### 7.3 Impacto de las ADD en el CU

El indicador de impacto sobre el CU explora el efecto de pertenecer a una ADD de acuerdo con el sobrecosto o reducción relativos en el pago del componente de distribución que debe pagar un usuario en cada OR. De tal manera que, se busca determinar las diferencias en el CU en un escenario en el que se utilizara el cargo Dt como componente "D" en vez del Dtun. Los resultados se presentan a continuación.

Figura 21 Figura 24

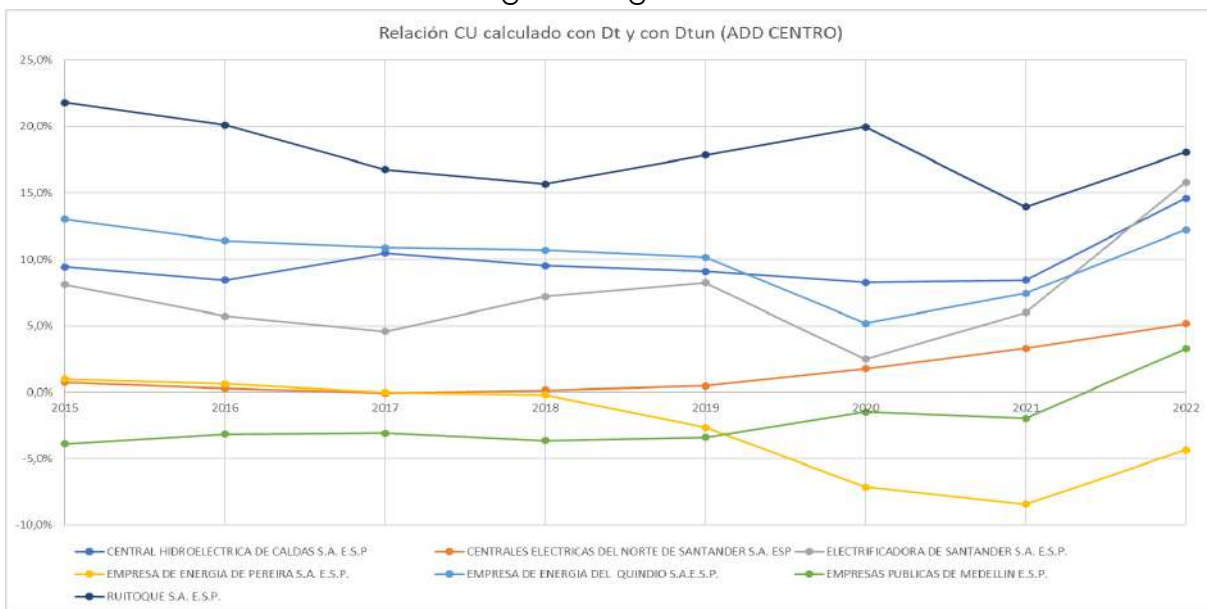


Figura 21. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Centro

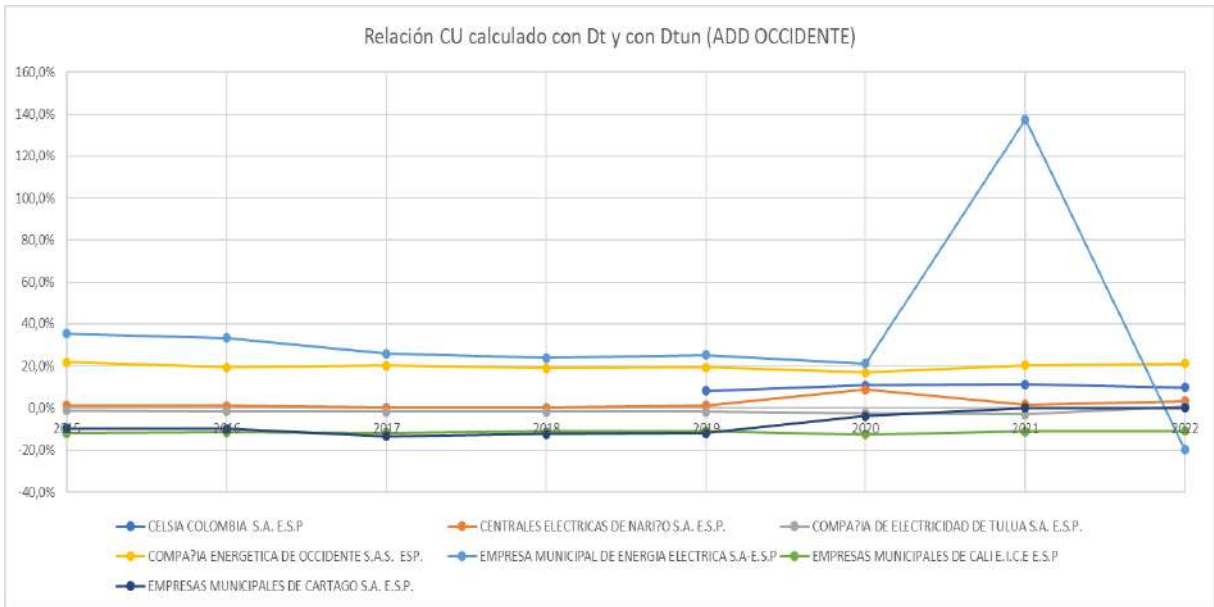


Figura 22. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Occidente

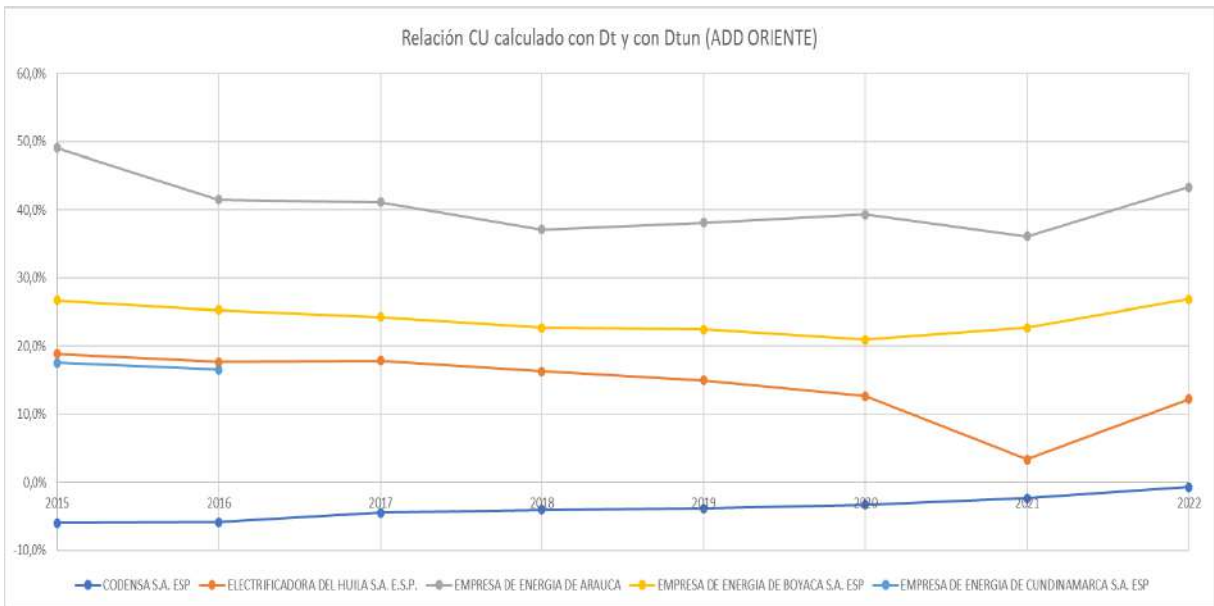


Figura 23. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Oriente

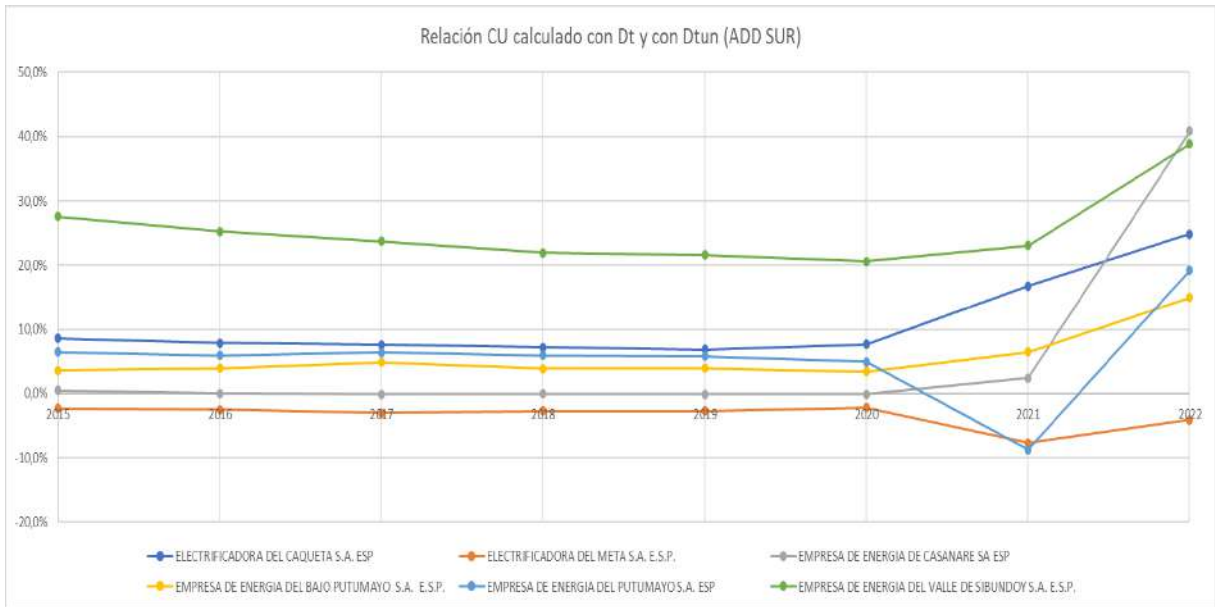


Figura 24. Relación CU calculado con Dt y Dtun para la ADD Sur

El comportamiento de la relación entre los CU en un escenario calculado con Dt frente al calculado actualmente (con Dtun) muestra que es directamente relacionado al comportamiento de la relación relativa entre Dt y el Dtun; lo cual implica que, en efecto, la componente “D” es principalmente el que puede tener un efecto importante sobre el CU y por ende en la tarifa.

Lo anterior, sugiere que para la mayoría de los mercados predominantemente deficitarios su CU calculado con Dt estaría normalmente un 10% por encima del CU actual, llegando hasta un 40%, e incluso superando el 120% para un caso puntual.

Asimismo, los OR excedentarios tendrían un CU cercano al CU actualmente calculado con Dtun; aunque este CU sería menor, no representaría una gran diferencia comparada con el aumento en el CU que tendrían los deficitarios si no hicieran parte de una ADD (salvo un caso particular en la ADD centro).

#### Indicador 4

#### 7.4 Diferencia de subsidios originada por el esquema de ADD y sin ADD

Con este indicador se busca determinar si con el esquema de ADD la cantidad de subsidios que se requiere es mayor o menor si cada agente recaudara con base en su Dt dichos subsidios. Se realizó el cálculo tomando como referencia: consumo

promedio por estrato, número de suscriptores, porcentaje de subsidio aplicado solo al cargo de distribución (60% para estrato 1, 50% para el estrato 2 y 15% para el estrato 3) y se realizó el balance general para determinar si se requieren más subsidios en el caso de no estar en una ADD.

Los resultados se muestran de la Figura 25 a la Figura 32, donde, en general, se observa que la cantidad de subsidios es mayor en el caso sin ADD con respecto al subsidio que se debe girar en el caso de una ADD.

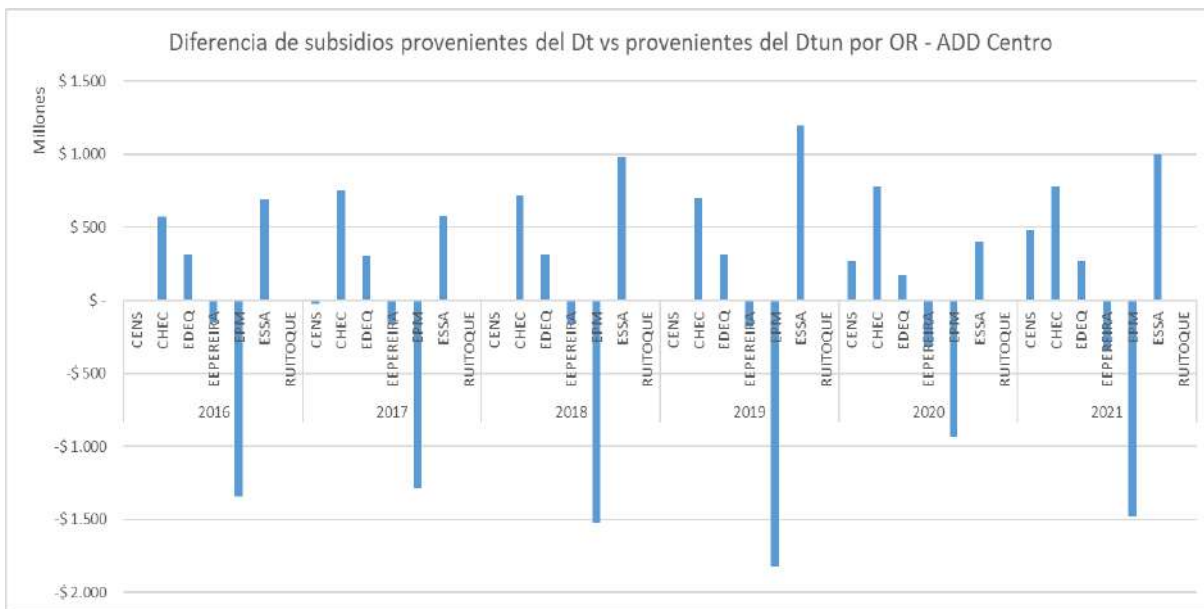


Figura 25. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.

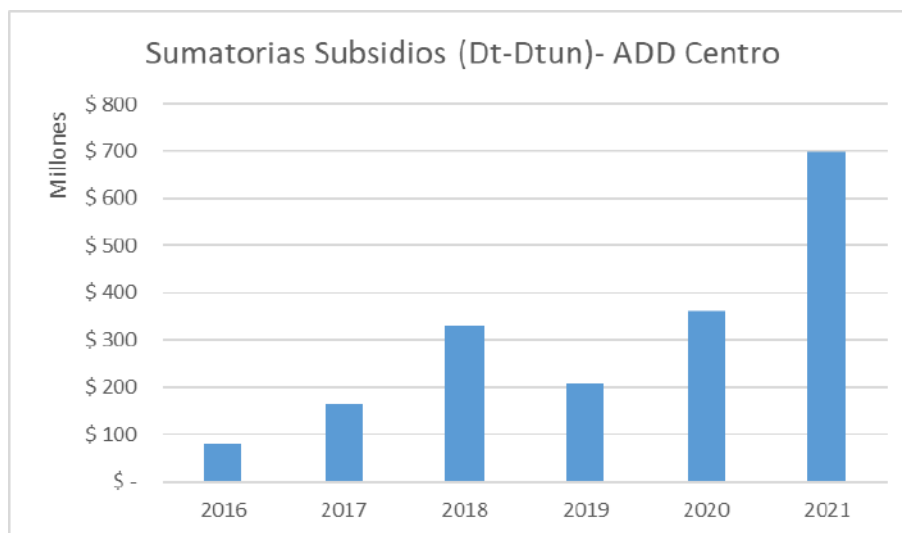


Figura 26. Balance por año para el ADD Centro

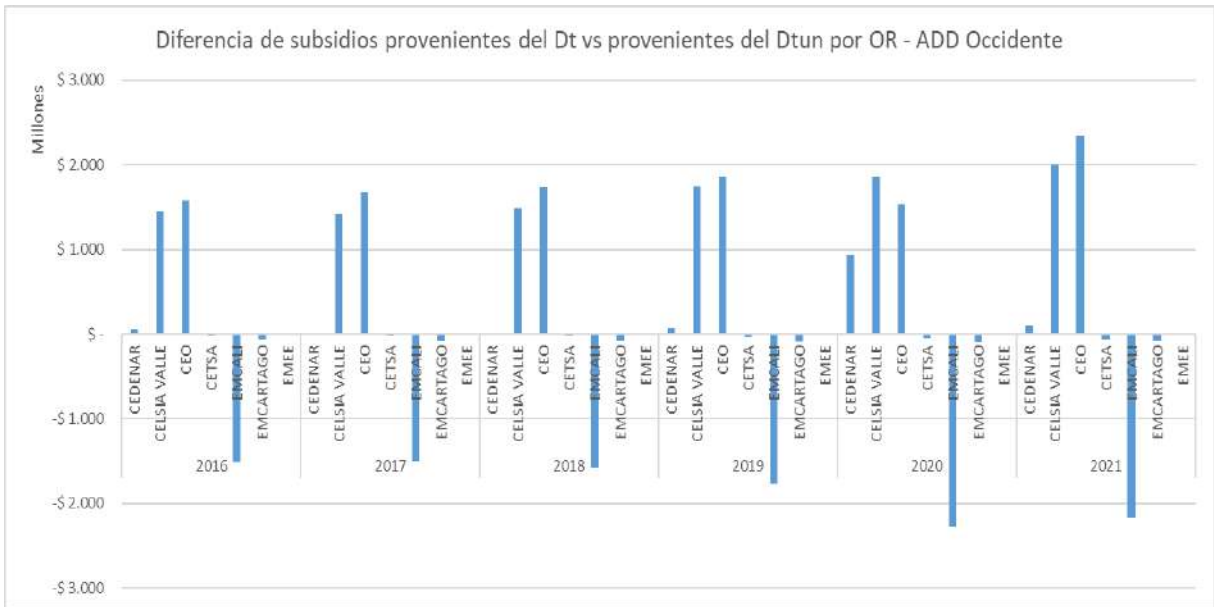


Figura 27. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.

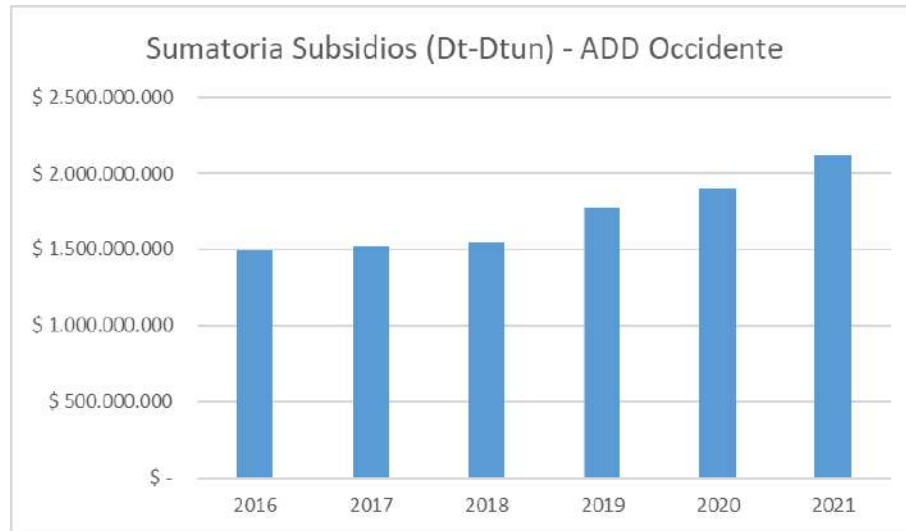


Figura 28. Balance por año para la ADD Occidente



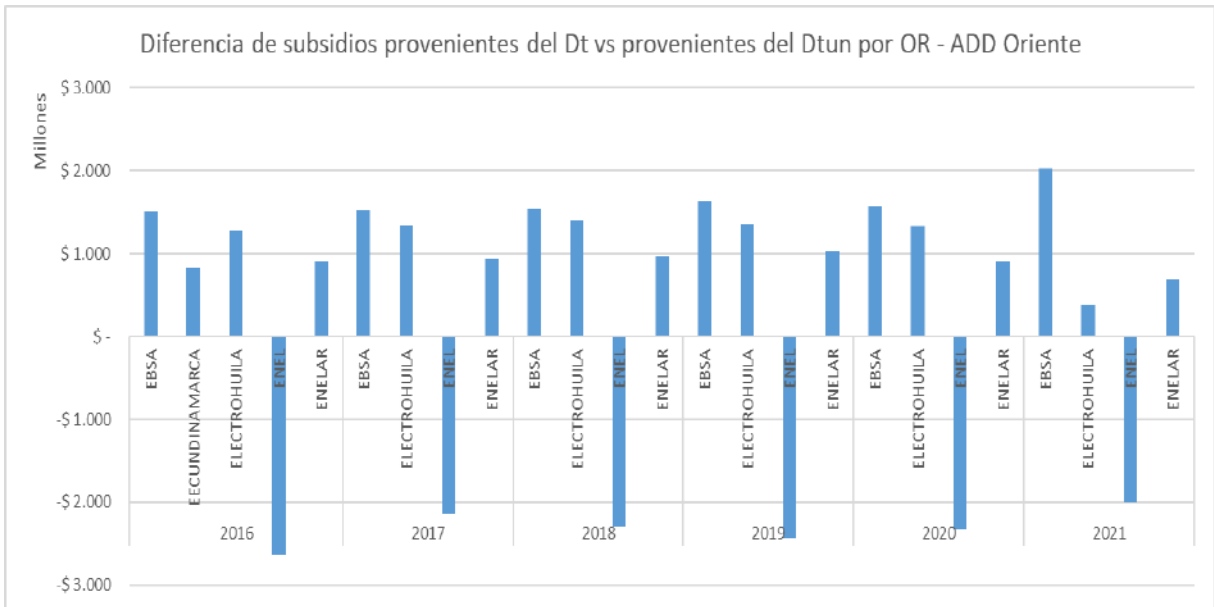


Figura 29. . Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente

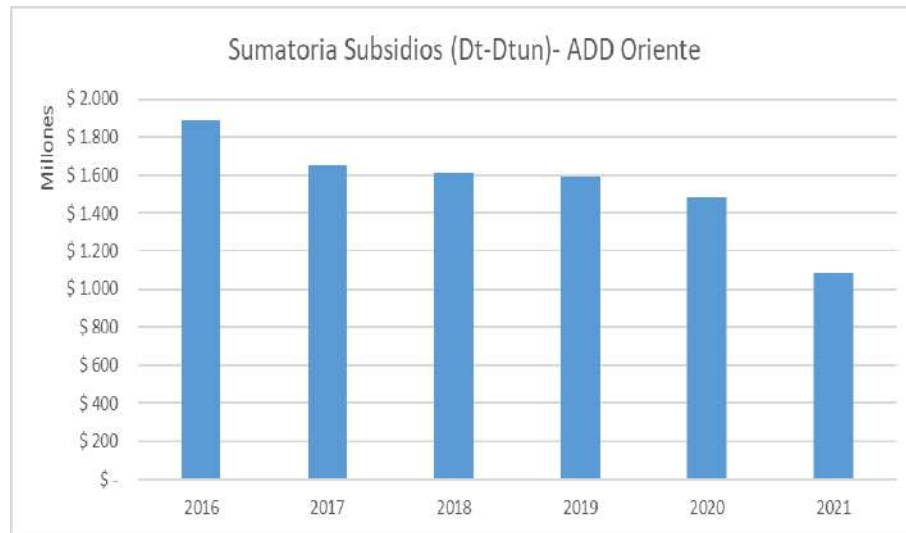


Figura 30. Balance por año para la ADD Oriente

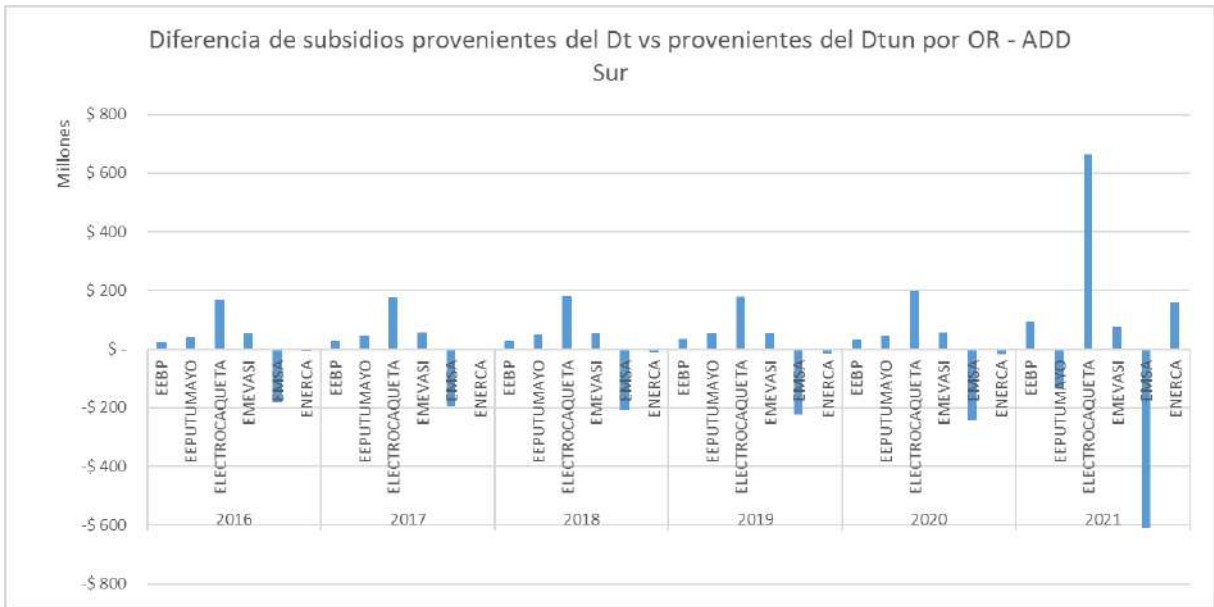


Figura 31. Sumatoria subsidios sin ADD menos subsidios con ADD por Agente.

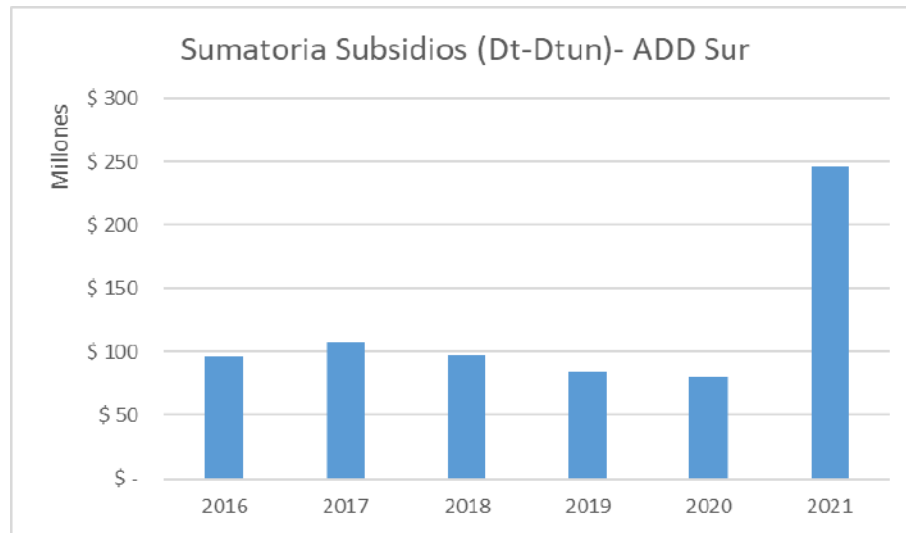


Figura 32. Balance por año – ADD Sur

De acuerdo con las gráficas anteriores y al hacer el cálculo indicativo de subsidios provenientes del cargo de distribución de cada empresa si no estuviera en ADD con respecto al caso de subsidios que se recogen del cargo de distribución unificado como ocurre actualmente, se observa que en el caso de los OR deficitarios (signo positivo), los subsidios son de mayor valor con respecto a los que se obtienen para los OR excedentarios (signo negativo).

Luego, al hacer el balance de sumatorias de todos los OR en una misma ADD para cada año, en todos los casos, la sumatoria de subsidios de OR excedentarios (valores con signo negativo) y deficitarios (valores positivos), se obtiene como resultado que los subsidios se generan en el caso del cargo de distribución por OR en una mayor proporción que los subsidios que se obtienen aplicando el cargo de distribución unificado (Dtun).

Ahora bien, considerando que, este es un cálculo indicativo, se evidencia que la cantidad de subsidios año a año aumenta (con excepción del caso de la ADD Oriente) y en todos los casos, los subsidios calculados con base en el Dtun son menores que los que se requieren en el caso de cargo de distribución por OR, esto teniendo en cuenta que, en última instancia, si bien se cobra al usuario un Dtun, cada OR recibe lo correspondiente a su cargo de distribución (Dt).

## **Indicador 5**

### **7.5 Diferencia de contribuciones entre el esquema de ADD y sin ADD**

Con este indicador se busca determinar si con el esquema de ADD la cantidad de contribuciones que se requiere es mayor o menor si cada agente recaudara con base en su Dt dichas contribuciones. Se realizó el cálculo tomando como referencia: consumo promedio por estrato, número de suscriptores y el porcentaje de contribución (20%) para usuarios de estratos 5, 6 y comerciales. Se realizó el balance general para determinar si se requieren más subsidios en el caso de no estar en una ADD.

Los resultados se muestran de la Figura 33 a la Figura 40, donde, en general, se observa que la cantidad de contribuciones es mayor en el caso con ADD con respecto a las contribuciones que se debe girar en el caso sin ADD.

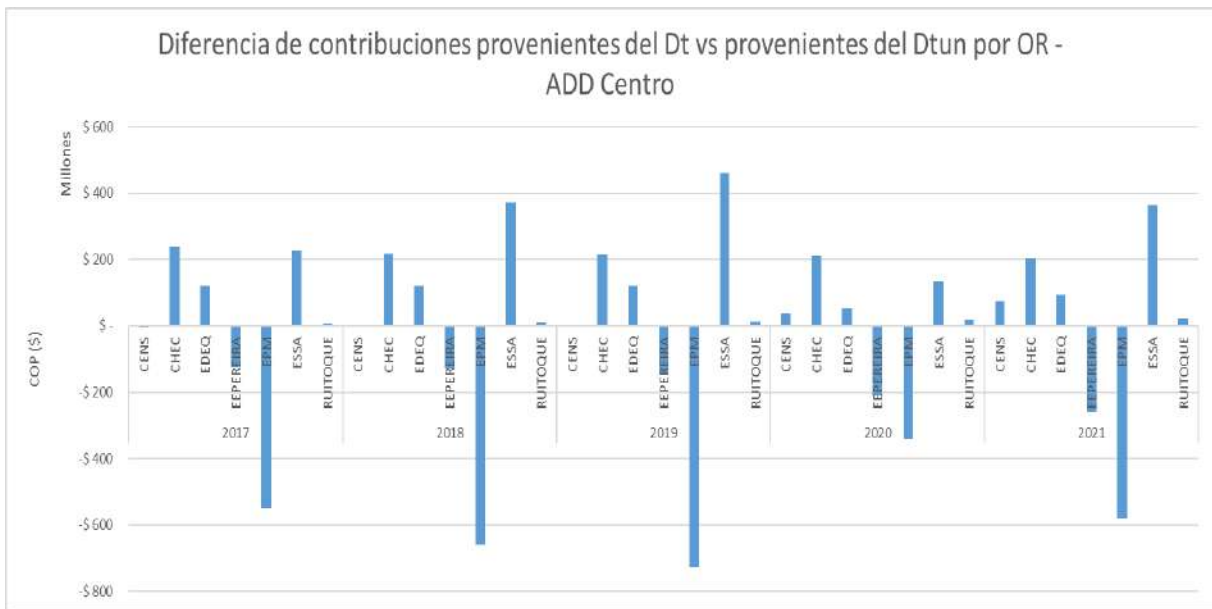


Figura 33. Sumatoria contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente

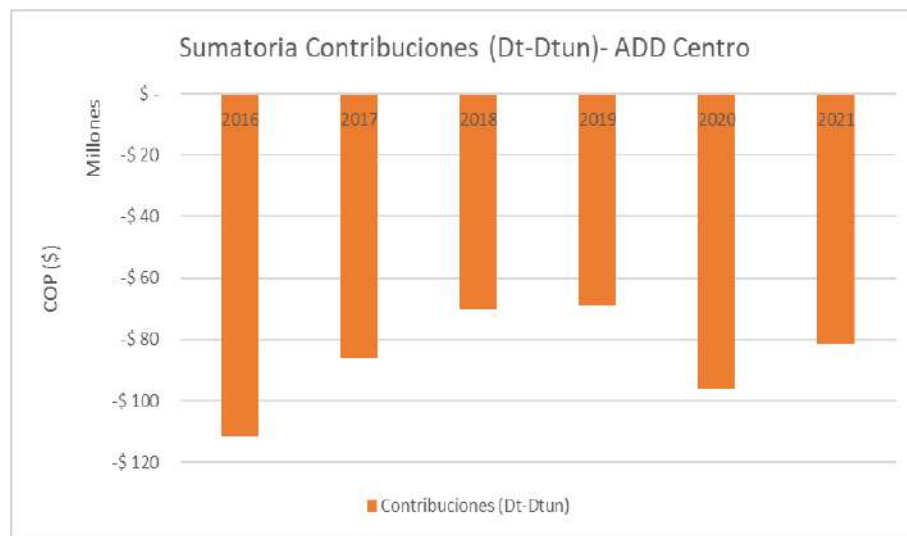


Figura 34 . Balance por año – ADD Centro

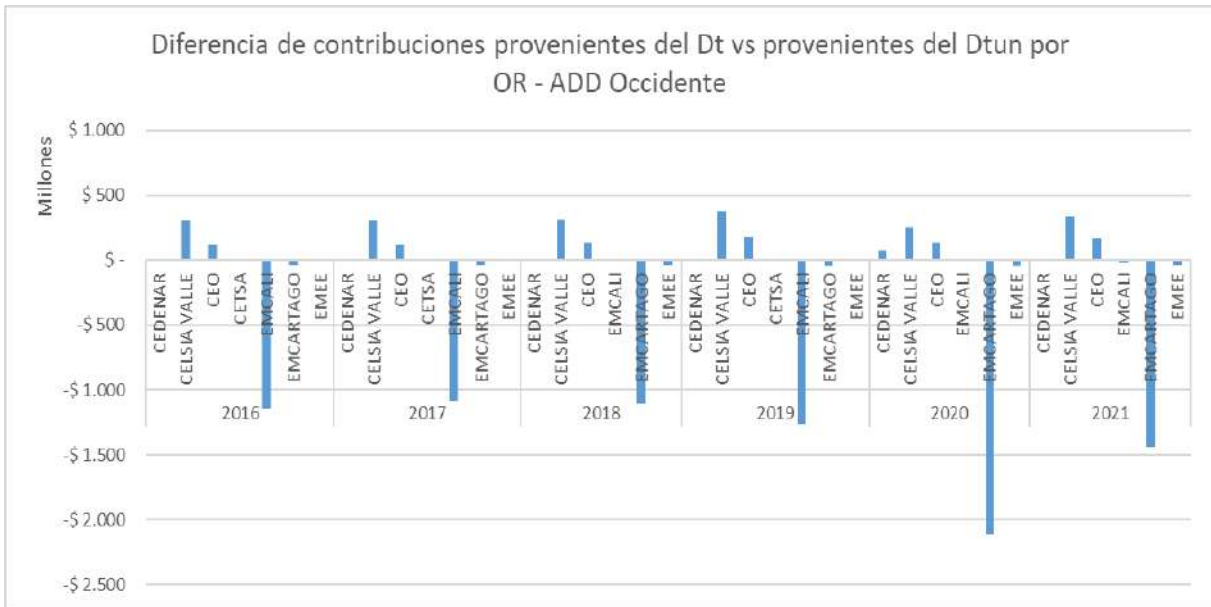


Figura 35. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente

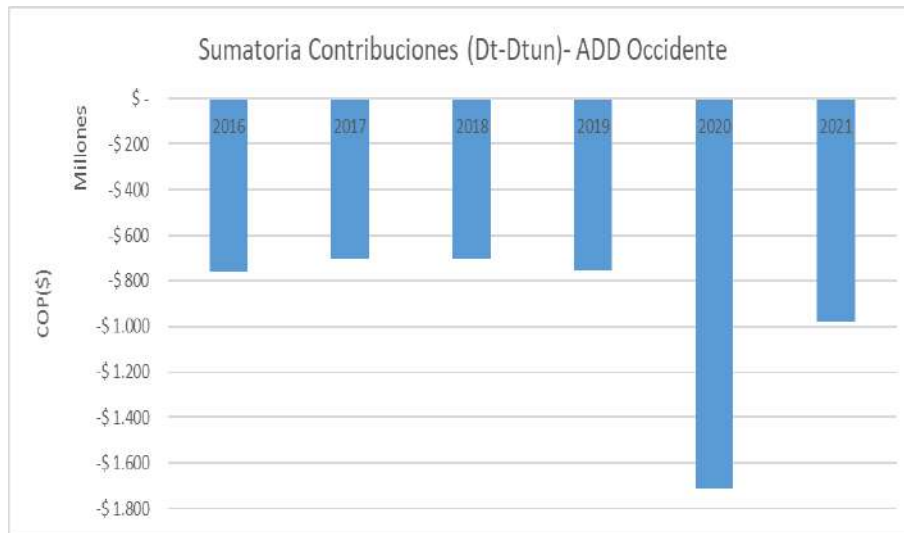


Figura 36. Balance por año – ADD Occidente

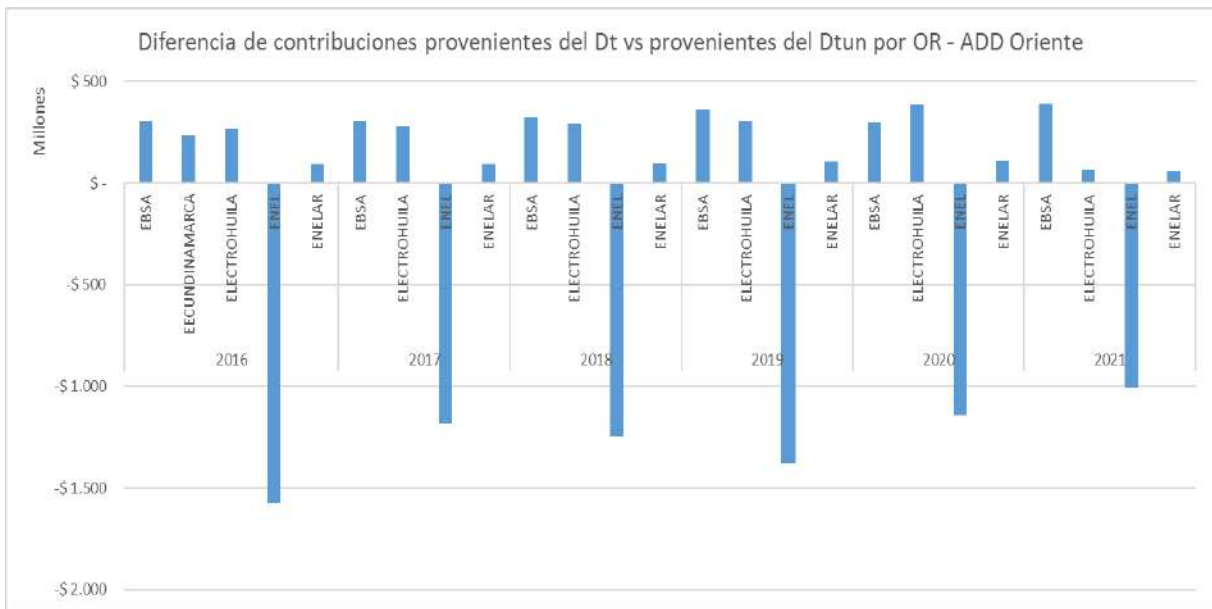


Figura 37. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente

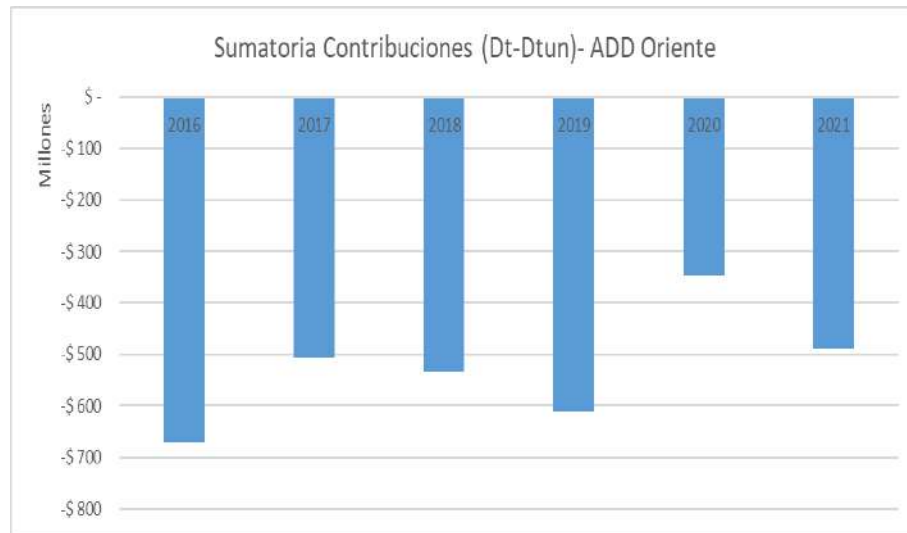


Figura 38. Balance por año – ADD Oriente

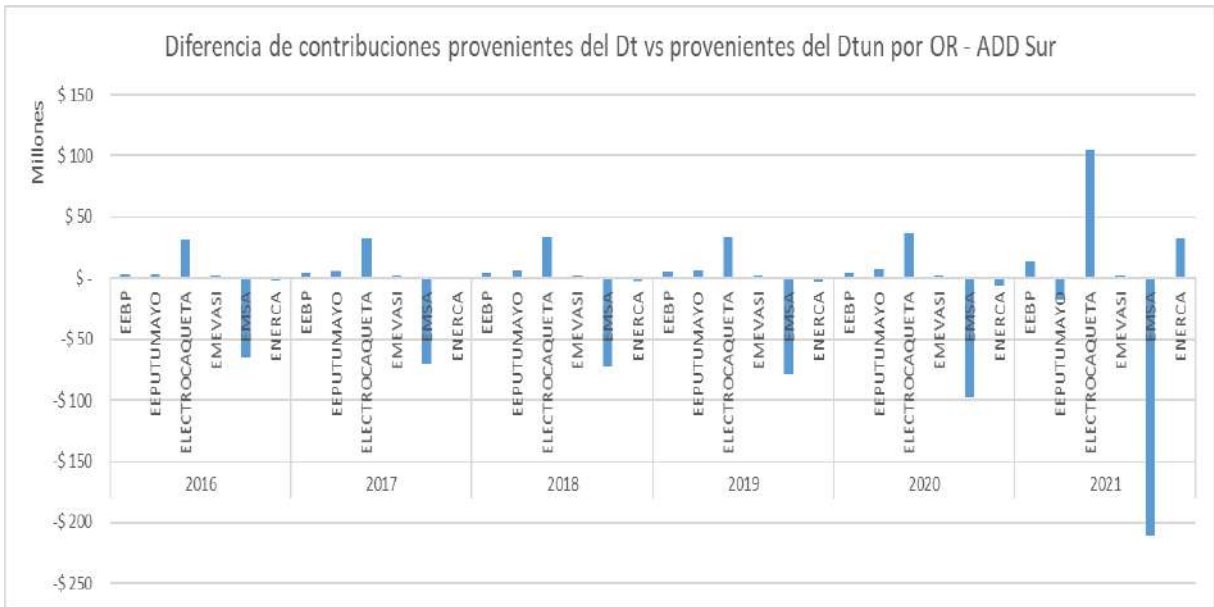


Figura 39. Sumatoria de contribuciones sin ADD menos contribuciones con ADD por Agente

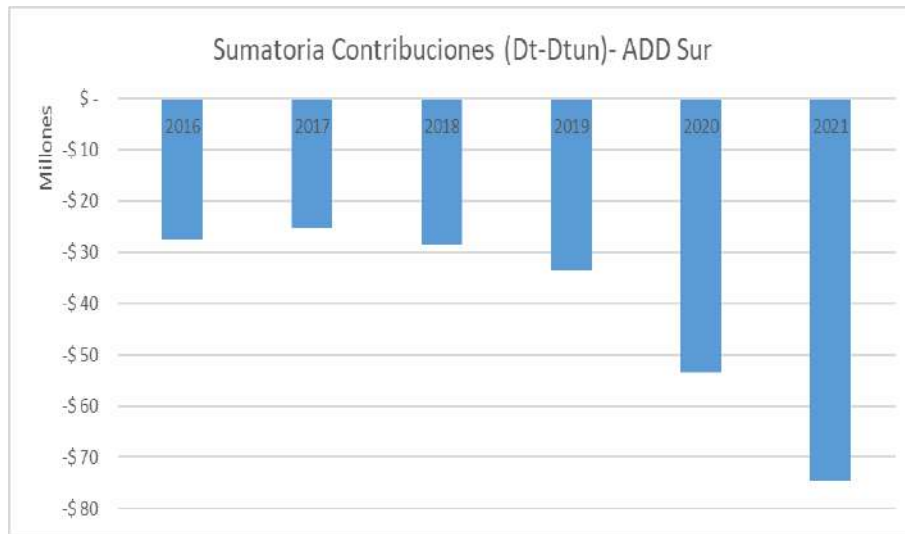


Figura 40. Balance por año – ADD Sur

De acuerdo con las gráficas anteriores y al hacer el cálculo indicativo de las contribuciones provenientes del cargo de distribución de cada empresa si no estuviera en ADD con respecto al caso de contribuciones que se recogen del cargo de distribución unificado como ocurre actualmente, se observa que, en el caso de los OR deficitarios (signo positivo), las contribuciones son de menor valor con respecto a las que se obtienen para los OR excedentarios (signo negativo).

Luego, al hacer el balance de sumatorias de todos los OR en una misma ADD para cada año, en todos los casos, la sumatoria de contribuciones de excedentarios (valores con signo negativo) y deficitarios (valores positivos), se obtiene como resultado que las contribuciones son aportadas en el caso del cargo de distribución unificado (Dtun) en una mayor proporción que las contribuciones si se obtienen aplicando solo el cargo de distribución por OR.

**Indicador 6**

**7.6 Balance entre usuarios subsidiados (excedentarios vs deficitarios) dentro de una ADD**

Con este índice se busca determinar si efectivamente los usuarios de estratos 1, 2 y 3 están realizando aportes a los usuarios de mayores ingresos en los mercados deficitarios, verificando que, si la cantidad de ingresos recaudados por estos usuarios excedentarios es mayor que lo que se requiere para cubrir los ingresos necesarios para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 en los mercados deficitarios.

Los resultados se muestran de la Figura 41 a la Figura 48, donde, se realiza el cálculo de los ingresos diferenciales (Dt-Dtun) para cada OR, se realiza la sumatoria por excedentarios y deficitarios para finalmente realizar el balance.

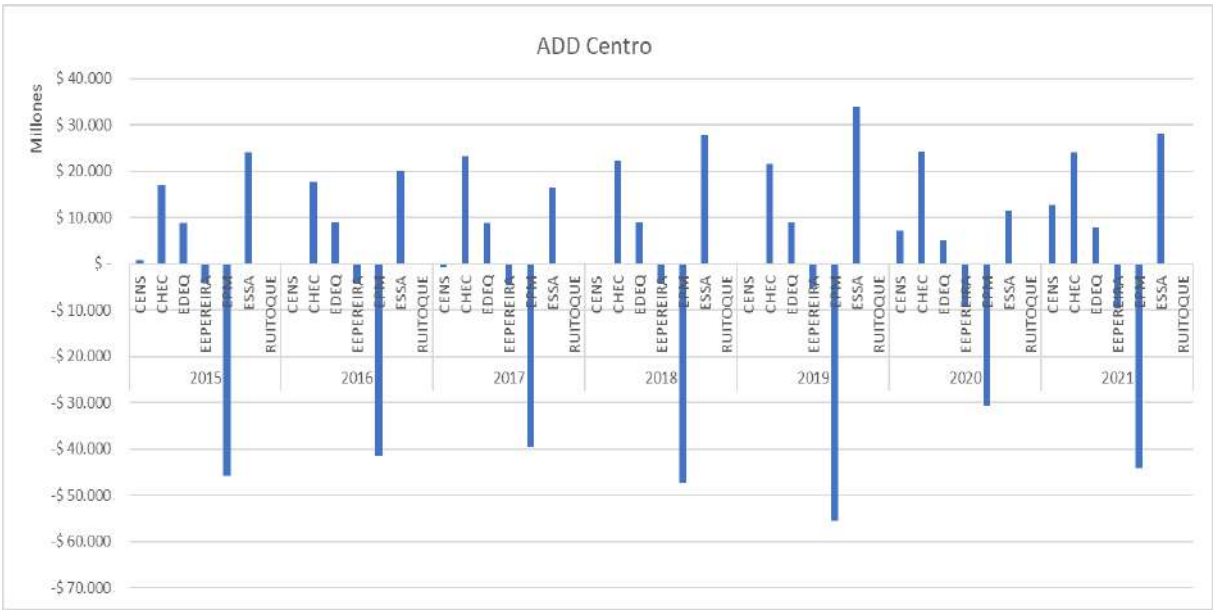


Figura 41. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Centro



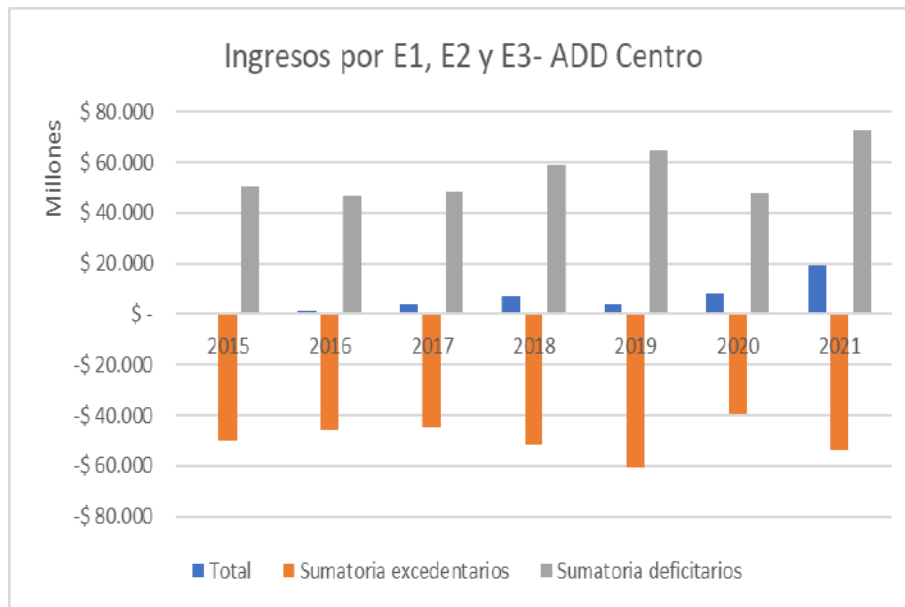


Figura 42. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios.

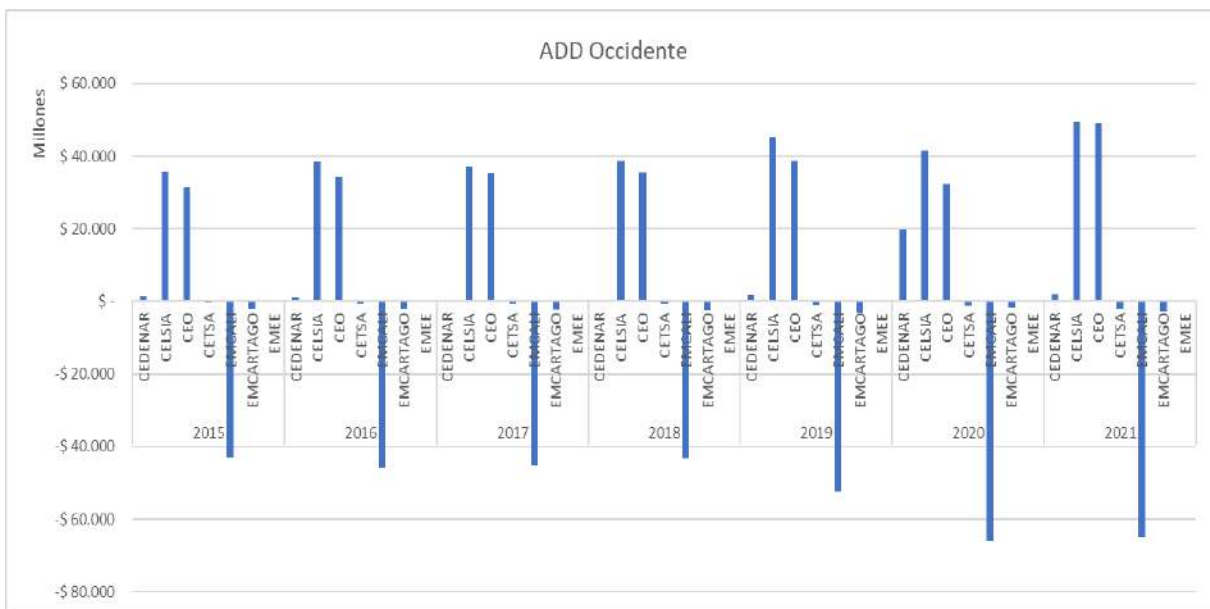


Figura 43. Cálculo de Dt-Dfun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Occidente

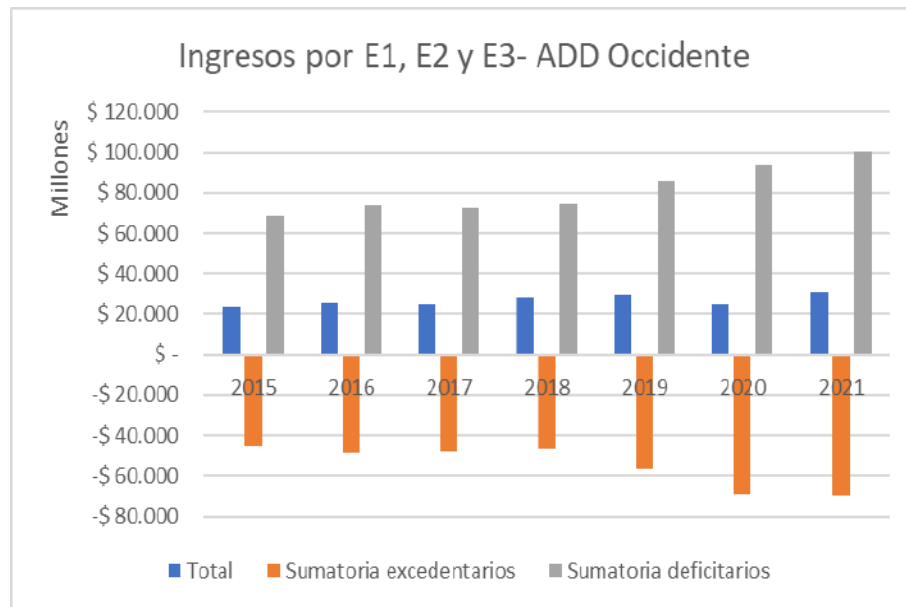


Figura 44. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios.

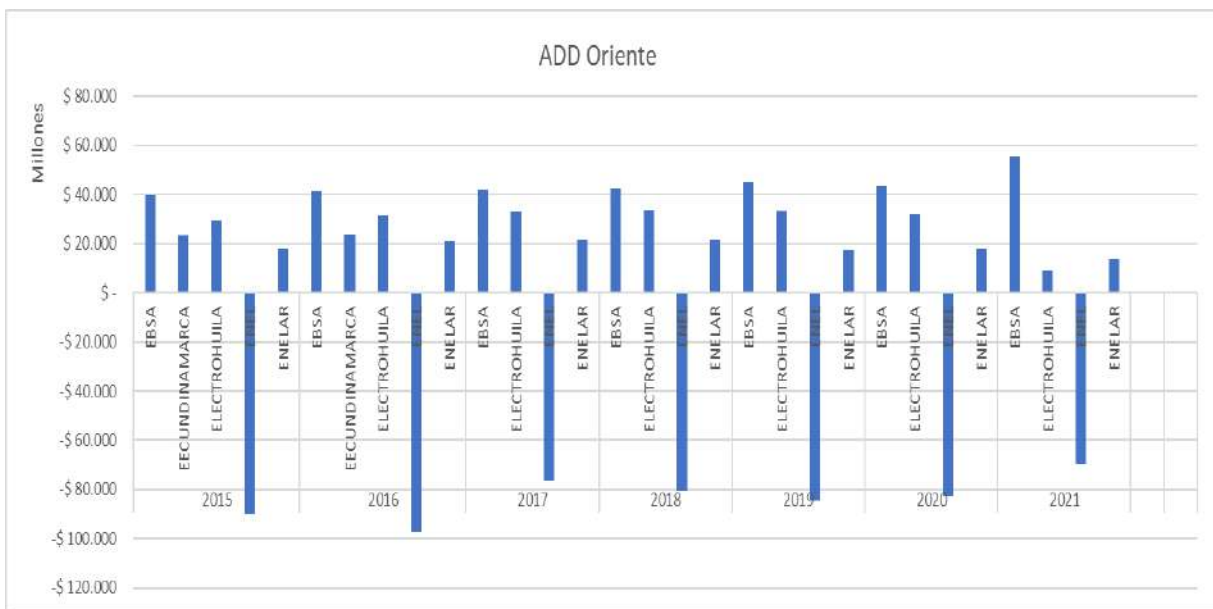


Figura 45. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Oriente

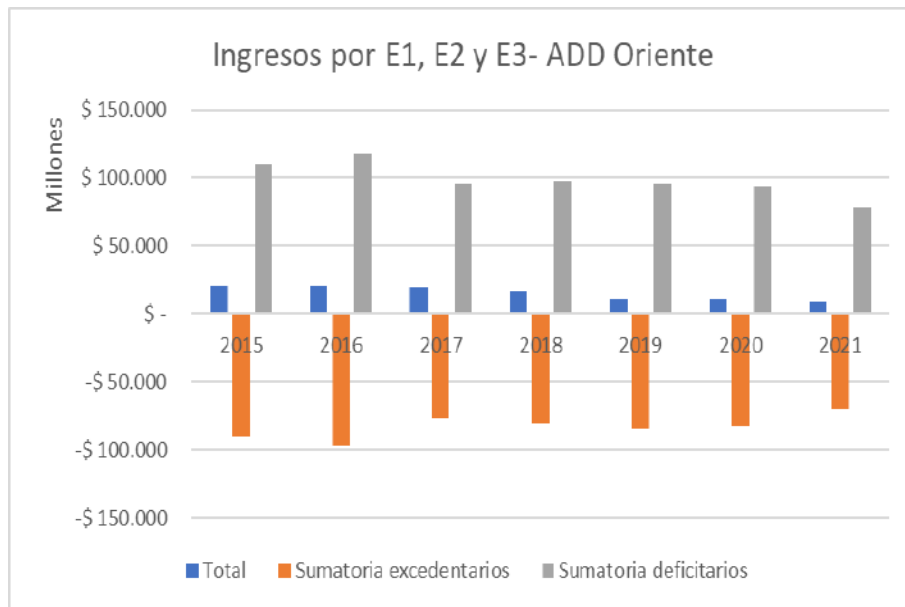


Figura 46. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios.

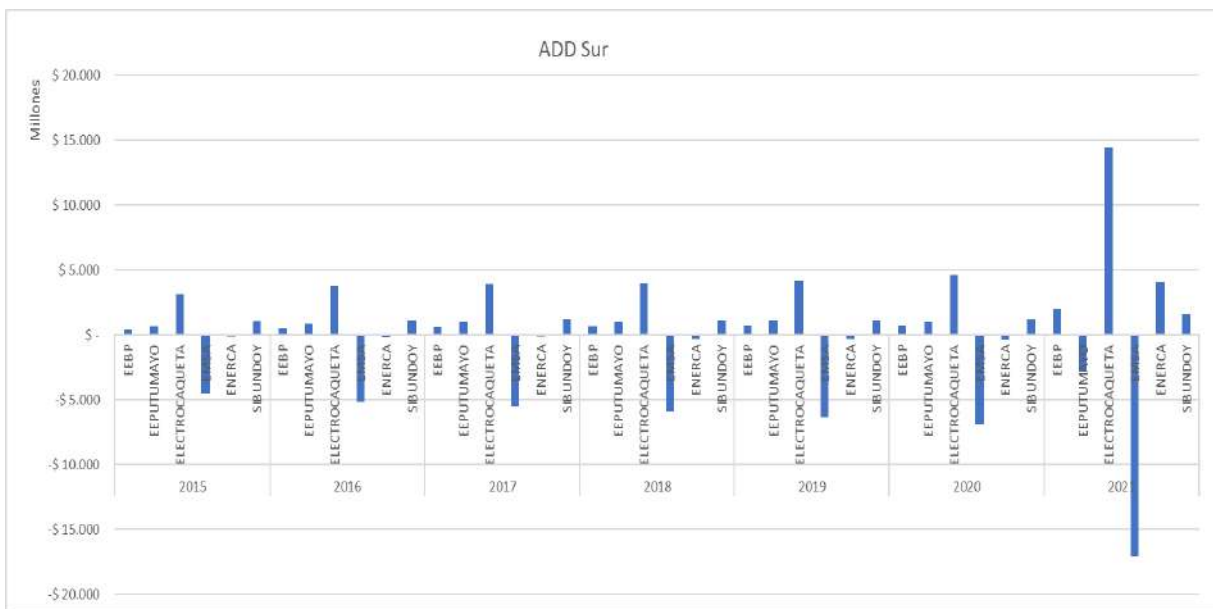


Figura 47. Cálculo de Dt-Dtun por usuarios estratos 1, 2 y 3 para la ADD Sur

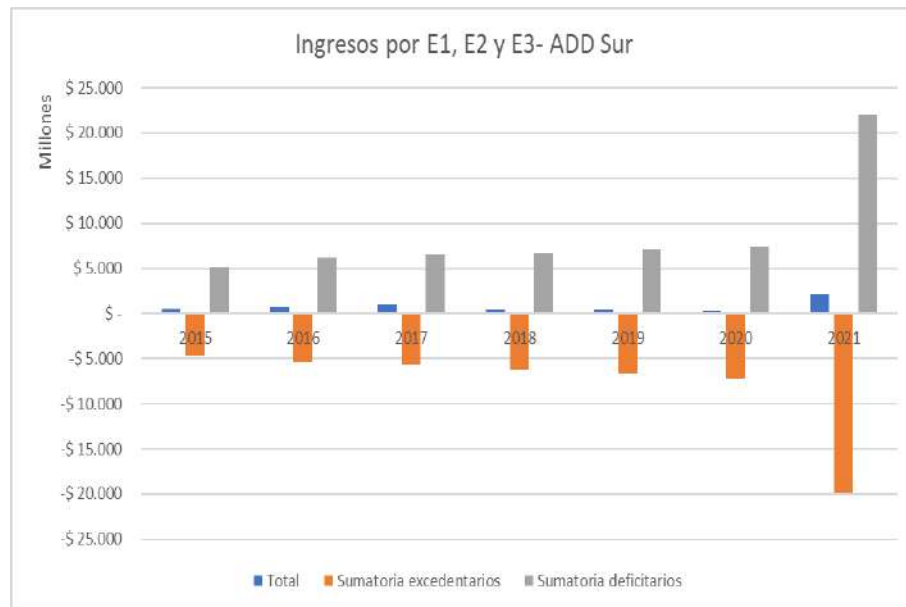


Figura 48. Balance de ingresos de usuarios estratos 1,2 y 3 para mercados excedentarios y deficitarios.

Como se observó en las Figuras anteriores, para todos los casos, los ingresos de los estratos 1,2 y 3 de los mercados excedentarios no logran cubrir lo requerido para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 de los mercados deficitarios, por lo cual, de manera indicativa, no es posible afirmar que los recursos de los mercados excedentarios de los estratos 1, 2 y 3 se destinen a otro tipo de usuario, si ni siquiera se alcanza a cubrir lo requerido para este tipo de usuarios en los mercados de los OR deficitarios. Caso contrario si se hubiera obtenido que los ingresos excedentarios fuesen mucho mayores que lo requerido por los deficitarios, entonces sí podría haber indicios que esos recursos se destinen a los otros tipos de usuarios, caso que no ocurrió en ninguna ADD.

## Indicador 7

### 7.7 Relación de la calidad (duración de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios

Se busca establecer si existe alguna correlación entre los indicadores de calidad y el pago correspondiente a la actividad de distribución en los mercados que hacen parte de una misma ADD. Igualmente, si una vez unificado el cargo de distribución, los índices de calidad guardan una relación similar con este cargo dentro de una misma ADD.

Sin perjuicio de lo anterior, se encontró que los valores del componente "D", tanto en el caso Dt y Dtun, no guardan una correlación clara con los índices SAIDI y SAIFI, pues su coeficiente de correlación se encuentra aproximadamente entre -0,1 y 0,1 para todos los casos, lo que implica que las variables no tienen un efecto claro entre ellas

mismas. Por ende, es posible realizar la hipótesis de que un mayor costo del componente “D” no se correlaciona ni con un mayor ni con un menor SAIDI o SAIFI.

Los indicadores de calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se han fijado en dos principales, el SAIDI (Duración Promedio de las interrupciones percibidas por un usuario) y el SAIFI (Cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario). Para este análisis se tomaron valores reportados desde el año 2016 con resolución anual.

### 7.7.1 Evolución del SAIDI por ADD

Las figuras 49 a 52 muestran que mercados principalmente deficitarios y de baja densidad de usuarios por km<sup>2</sup> han mantenido niveles de SAIDI (entendido como el indicador de calidad de servicio asociado a un operador de red, el cual se encuentra definido por la Resolución CREG 015 de 2018 y que mide la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario) considerablemente altos, por lo que, a pesar de una tendencia a reducción de este indicador, aquellos deficitarios con usuarios más dispersos no muestran una senda de reducción clara.

Igualmente, dentro de cada ADD no se denota similitud en SAIDI ni en los patrones de afectación a la calidad comunes entre si (salvo en la ADD centro, cuyos mercados hacen parte del mismo grupo empresarial).

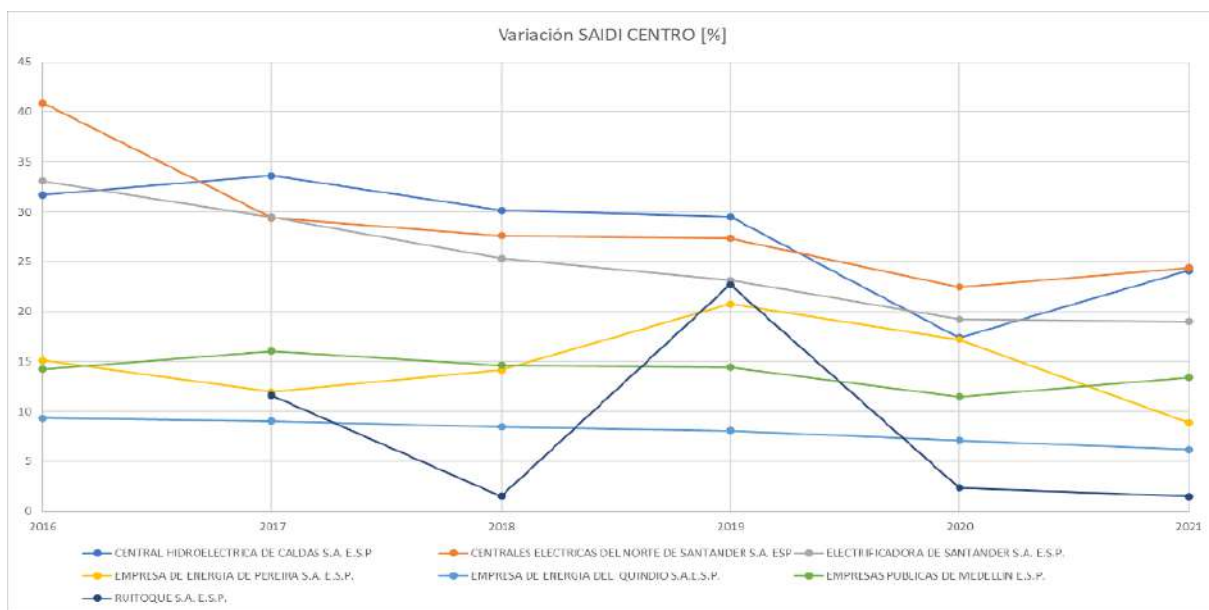


Figura 49. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Centro

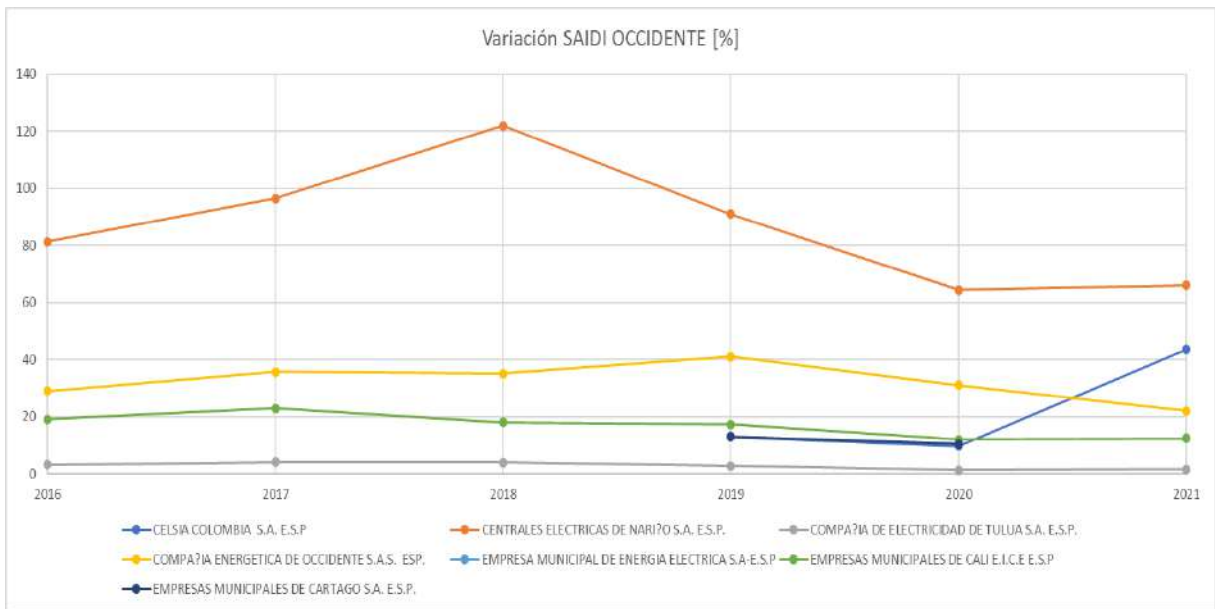


Figura 50. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Occidente

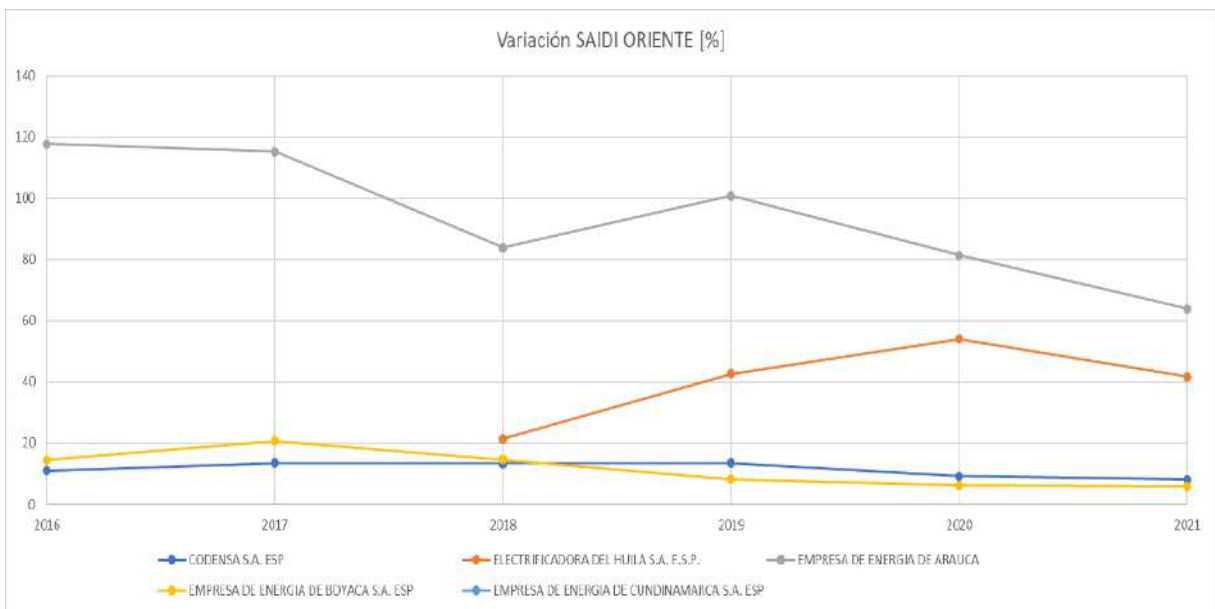


Figura 51. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Oriente

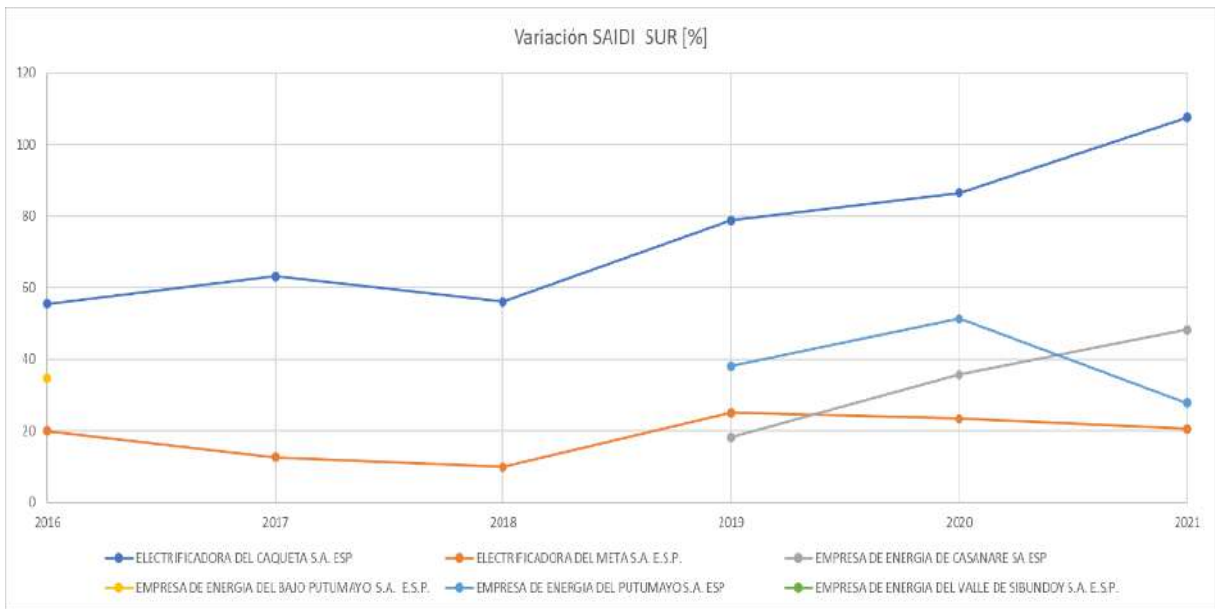


Figura 52. Variación Valores SAIDI para los OR de la ADD Sur

### 7.7.2 Relación Dt/SAIDI (indicativo)

Con el objetivo de determinar una relación entre los cargos de distribución que son pagados por los usuarios y la calidad en el servicio que estos experimentan, se propuso el indicador que permitiera comparar un nivel de congruencia entre cargo de distribución propio de cada mercado y la duración promedio de las interrupciones que experimenta un usuario al año en dicho mercado.

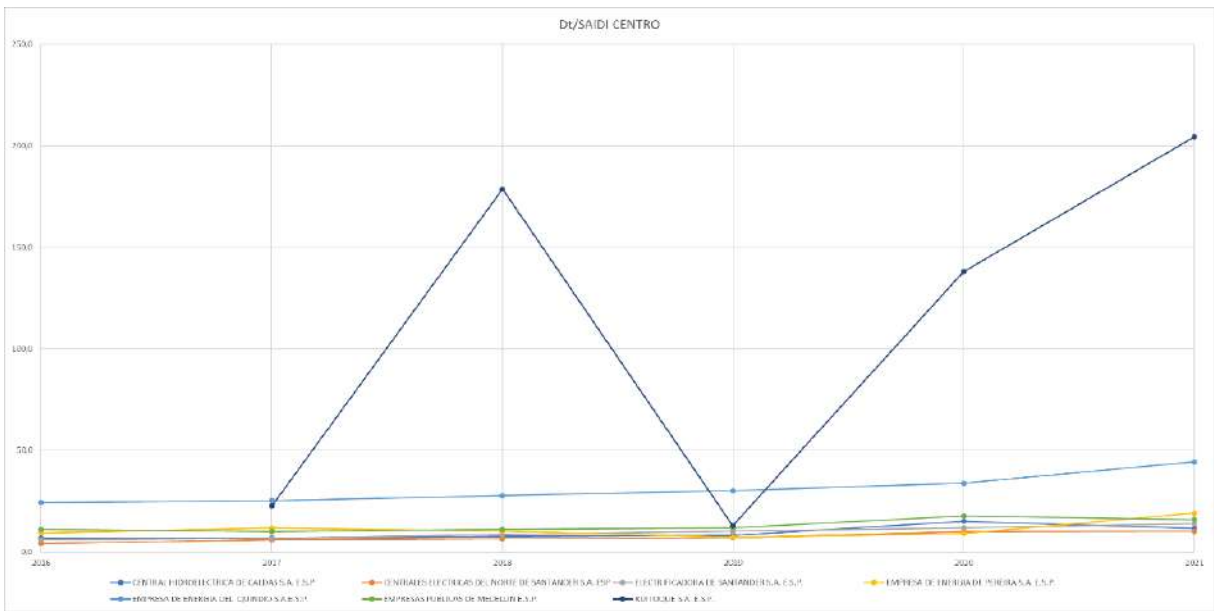


Figura 53. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Centro

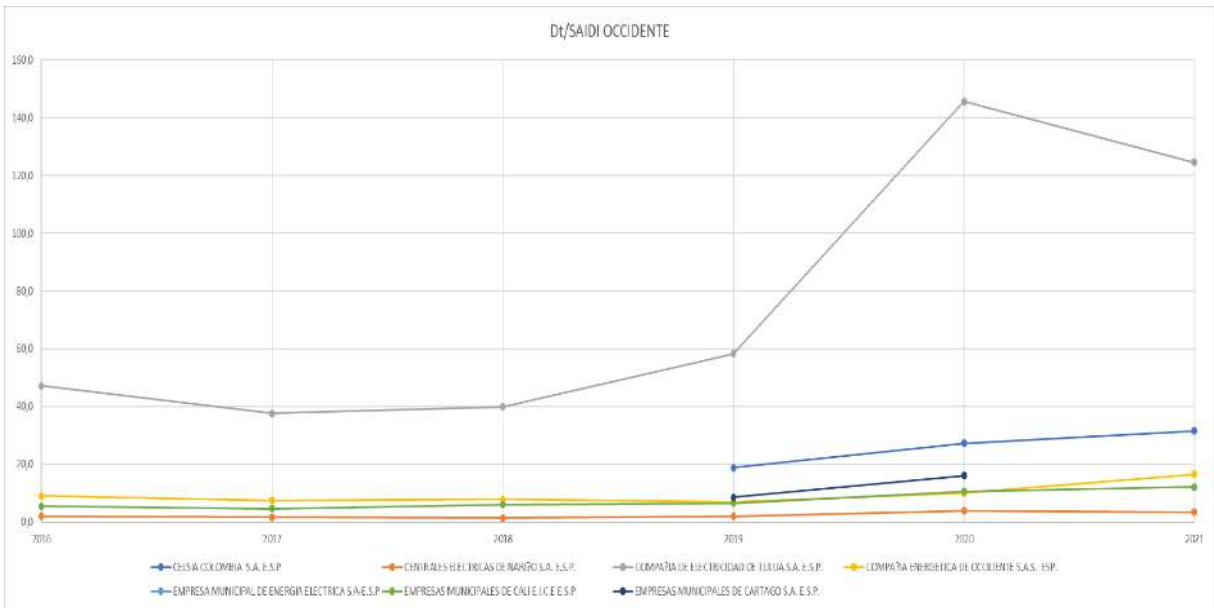


Figura 54. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Occidente



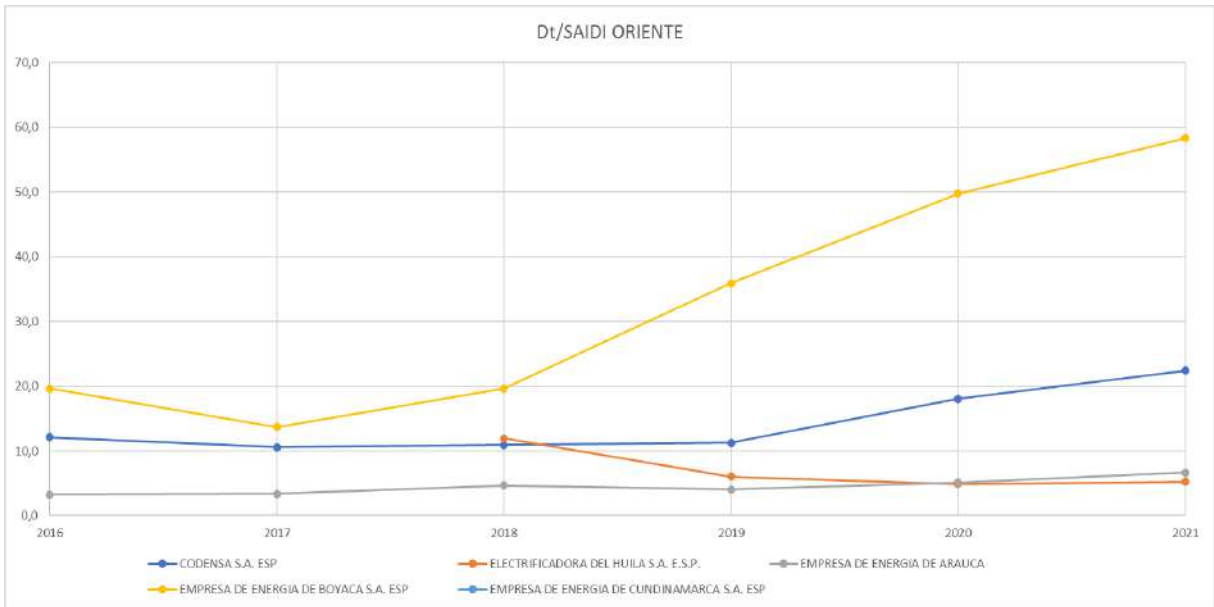


Figura 55. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Oriente

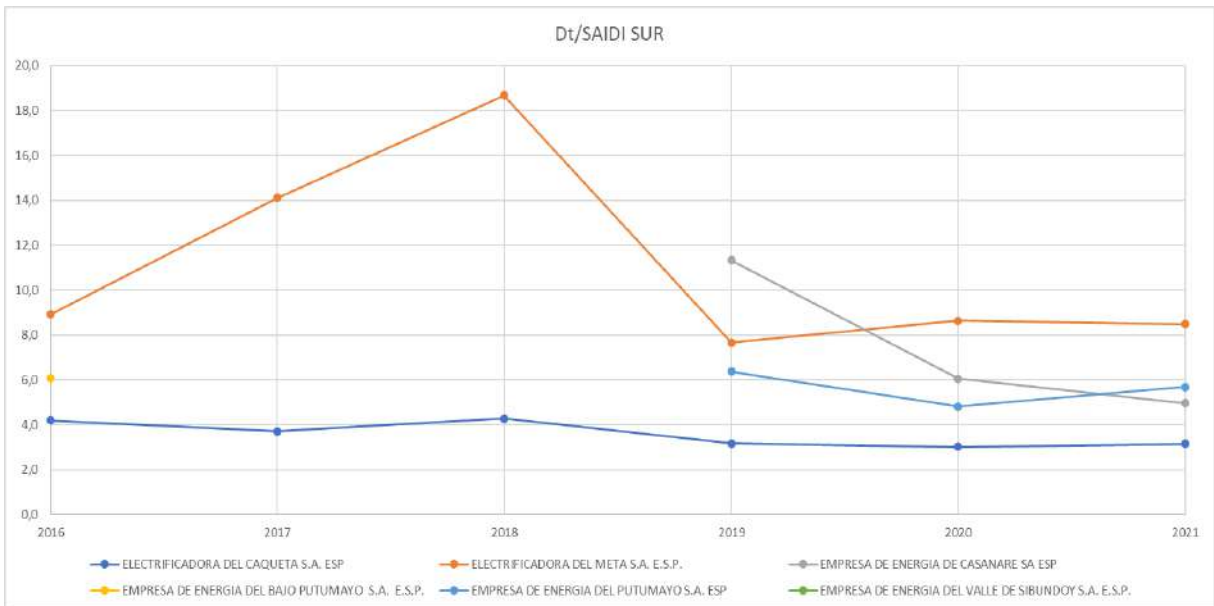


Figura 56. Relación Dt/ SAIDI para los OR de la ADD Sur

### 7.7.3 Relación Dtun/SAIDI

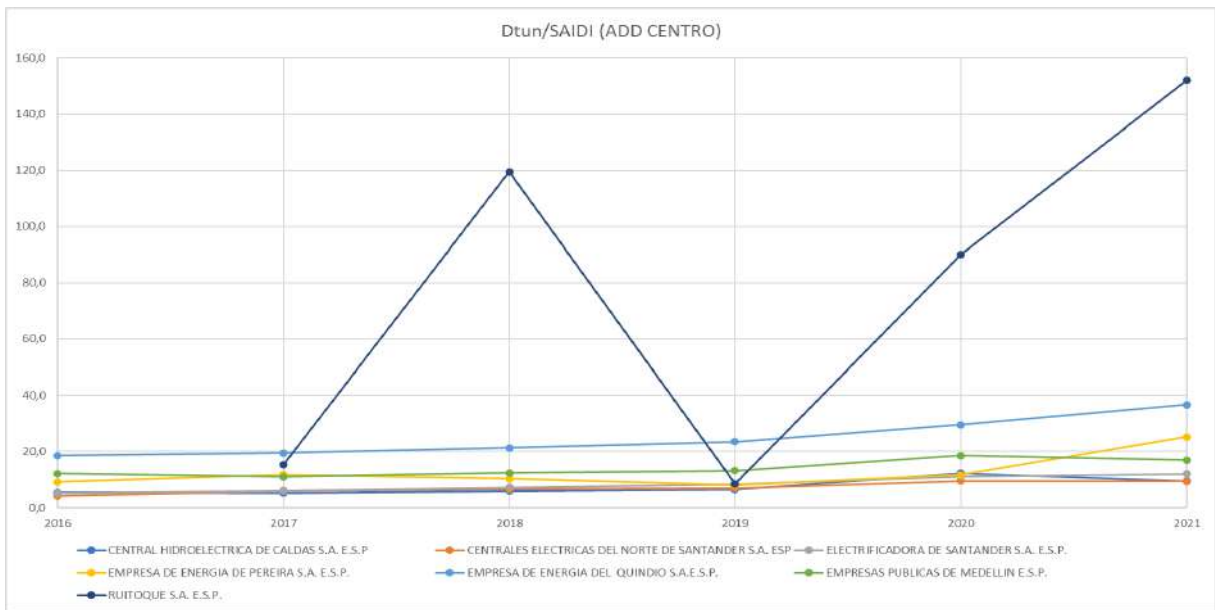
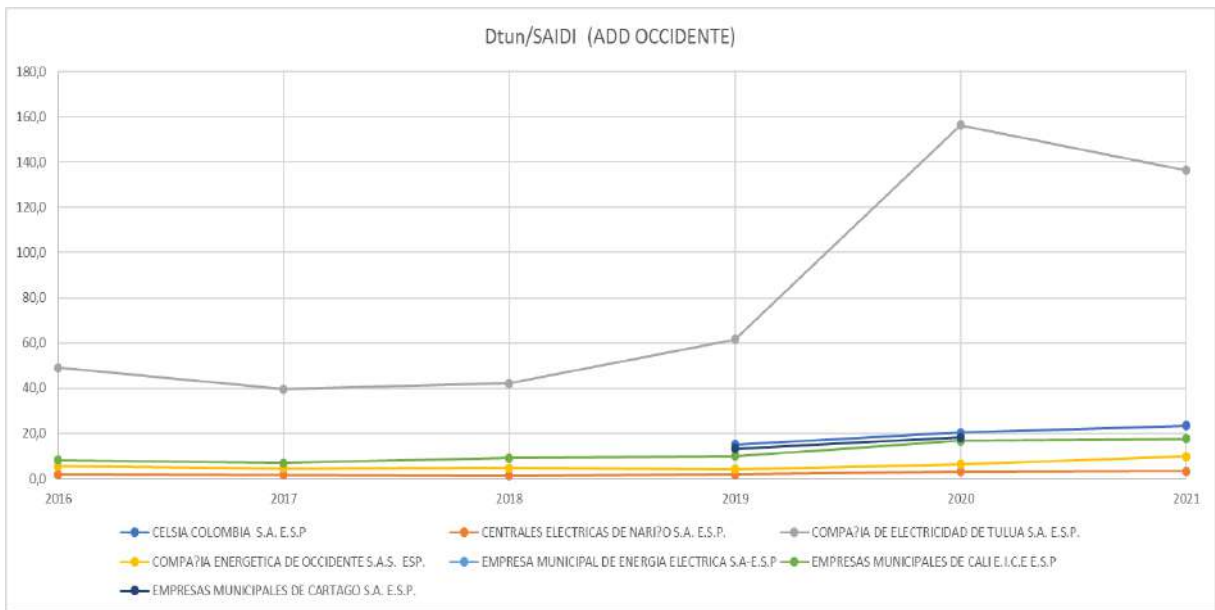


Figura 57. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Centro



Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Occidente

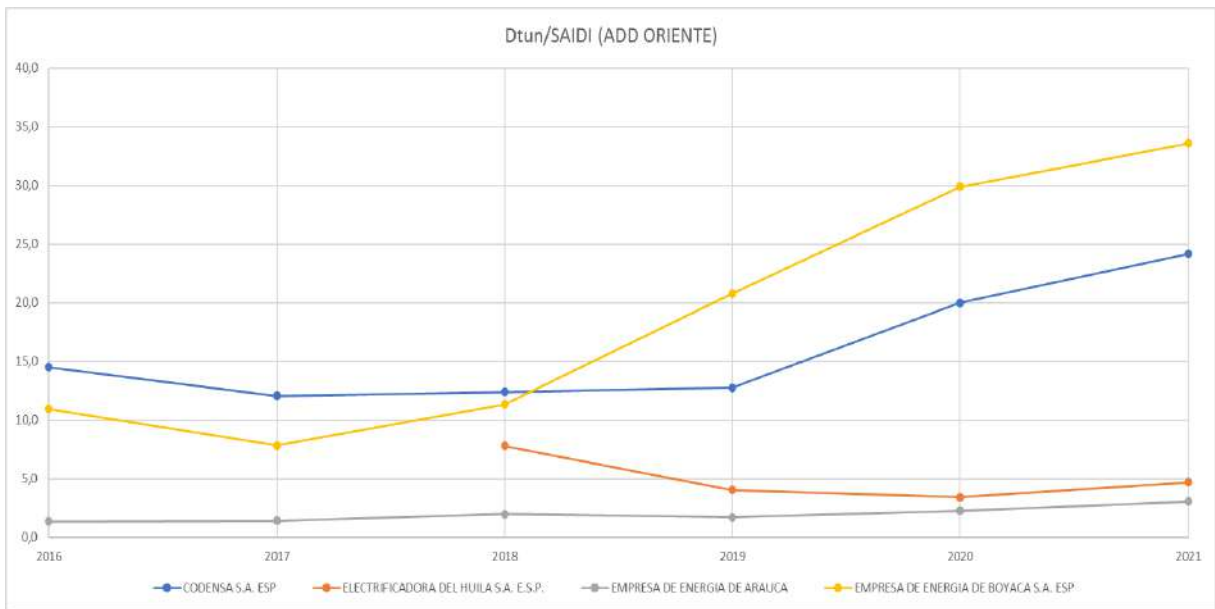


Figura 58. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Oriente

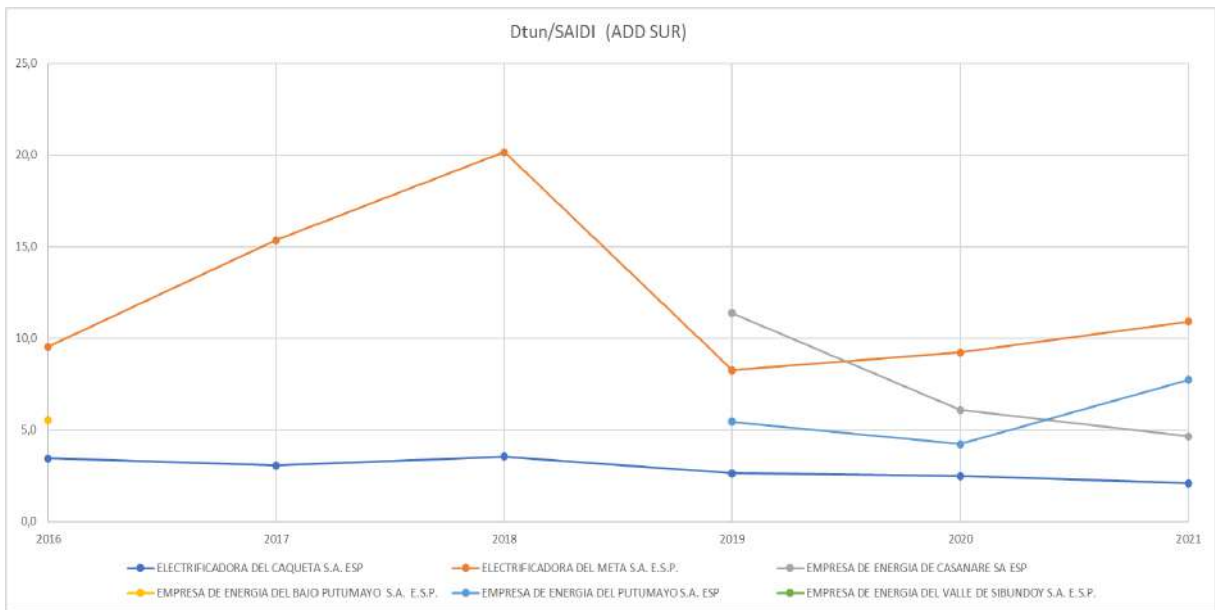


Figura 59. Relación Dtun/ SAIDI para los OR de la ADD Sur

Partiendo de los resultados anteriores, se tiene que una alta relación puede ser ocasionada por un alto componente Dtun o un bajo SAIDI en cada mercado. Por lo que es posible afirmar que en ADDs como Occidente y Sur la prestación del servicio

no guarda similitud respecto a la calidad del servicio frente al costo del componente “D” característico de cada uno de los mercados.

De esta manera, es evidente que dos usuarios pertenecientes a diferentes mercados de una misma ADD, perciben una calidad de prestación de servicio diferente a pesar de pagar el mismo valor en el cargo de la componente de distribución.

Al observar el mismo indicador, pero usando Dt en cambio de Dtun, se mantiene un comportamiento de estas relaciones similar entre mercado y mercado. Estos resultados se pueden visualizar en la sección de anexos.

## **Indicador 8**

### **7.8**

#### **Relación de la calidad (frecuencia de interrupciones) y el pago de la componente de distribución por parte de los usuarios**

##### **7.8.1 Evolución del SAIFI por ADD**

Al igual que en el indicador anterior, según lo observado en las figuras 59 a 62 el índice de calidad SAIFI (entendido como el indicador de calidad de servicio asociado a un operador de red, el cual se encuentra definido por la Resolución CREG 015 de 2018 y que mide la cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario) presenta comportamientos dispares en cada uno de los mercados, especialmente entre aquellos de mayor dispersión de usuarios. Es por esto que los mercados excedentarios, o aquellos que poseen mayor densidad de usuarios y normalmente mayor tamaño, tienden a tener menores de niveles de frecuencia de interrupciones promedio anuales. Lo anterior, manteniendo como excepción el caso de la ADD centro, dada su condición de la que hacen parte mercados mayoritariamente del mismo grupo empresarial.

De esta manera, es posible inferir que los mercados no siguen una misma senda proporcional de reducción en el número de interrupciones promedio que experimentan sus usuarios, inclusive si hacen parte de la misma ADD.

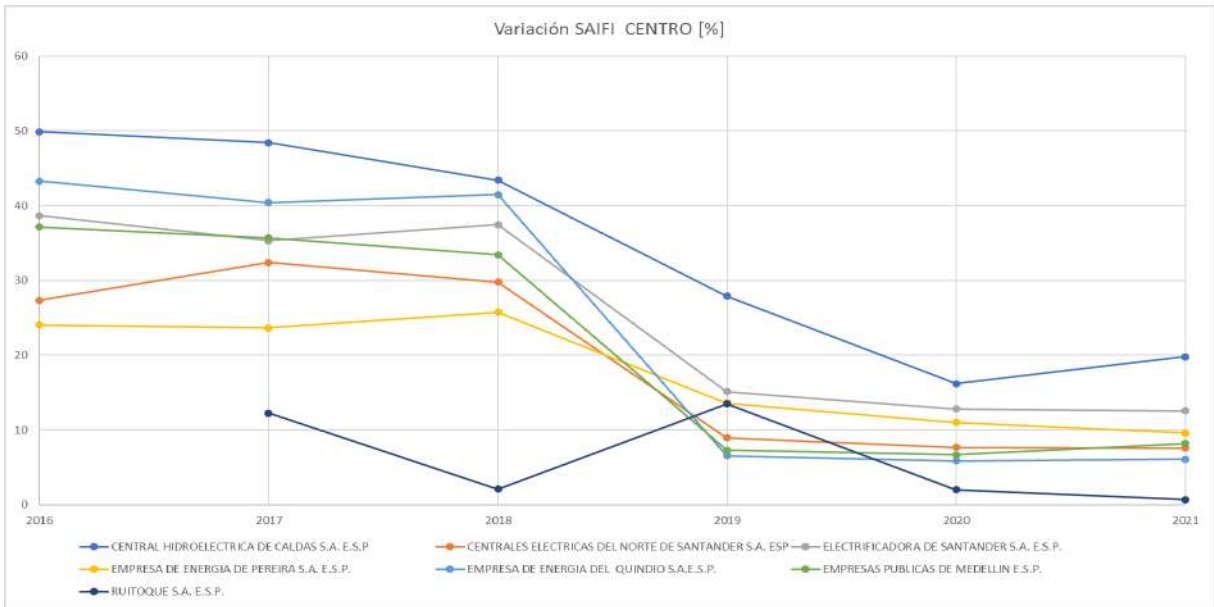


Figura 60. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Centro

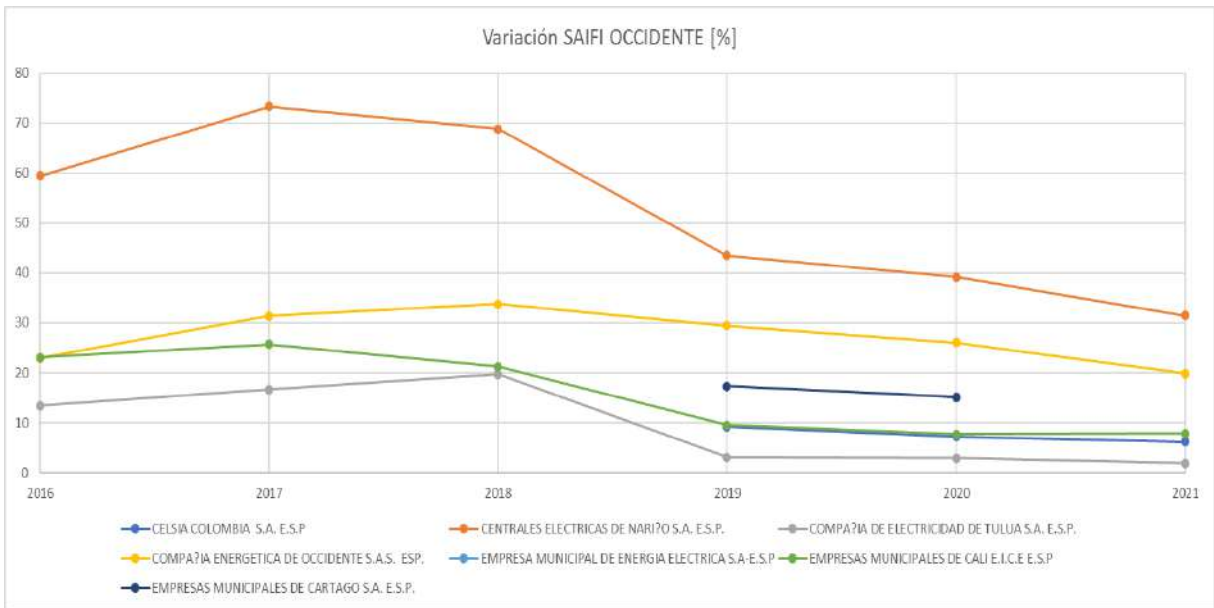


Figura 61. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Occidente

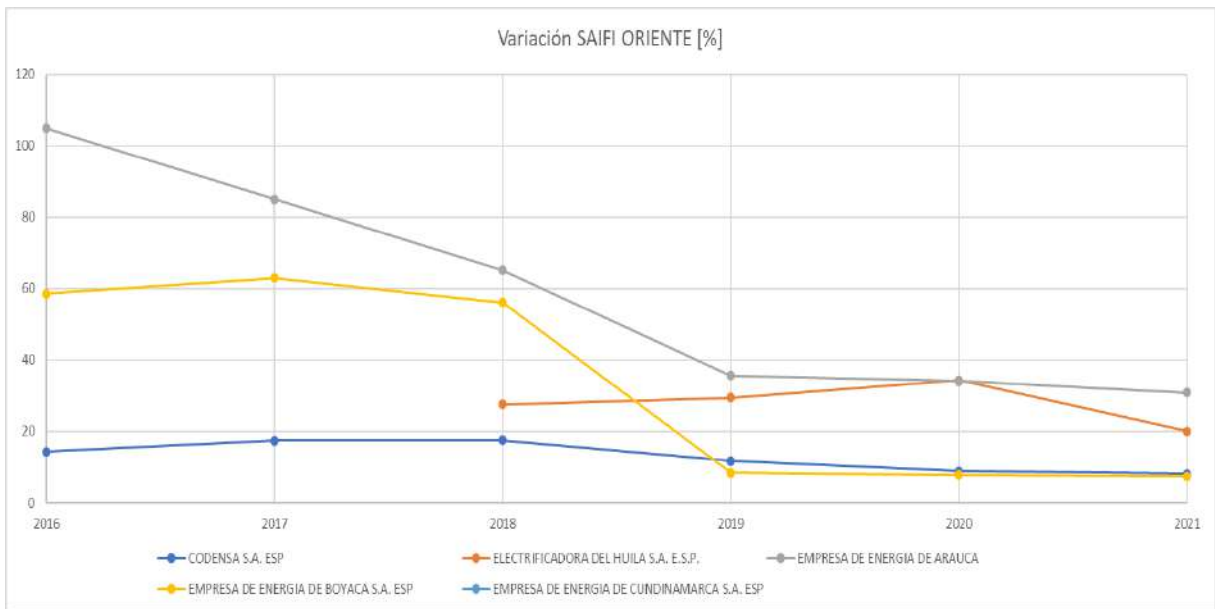


Figura 62. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Oriente

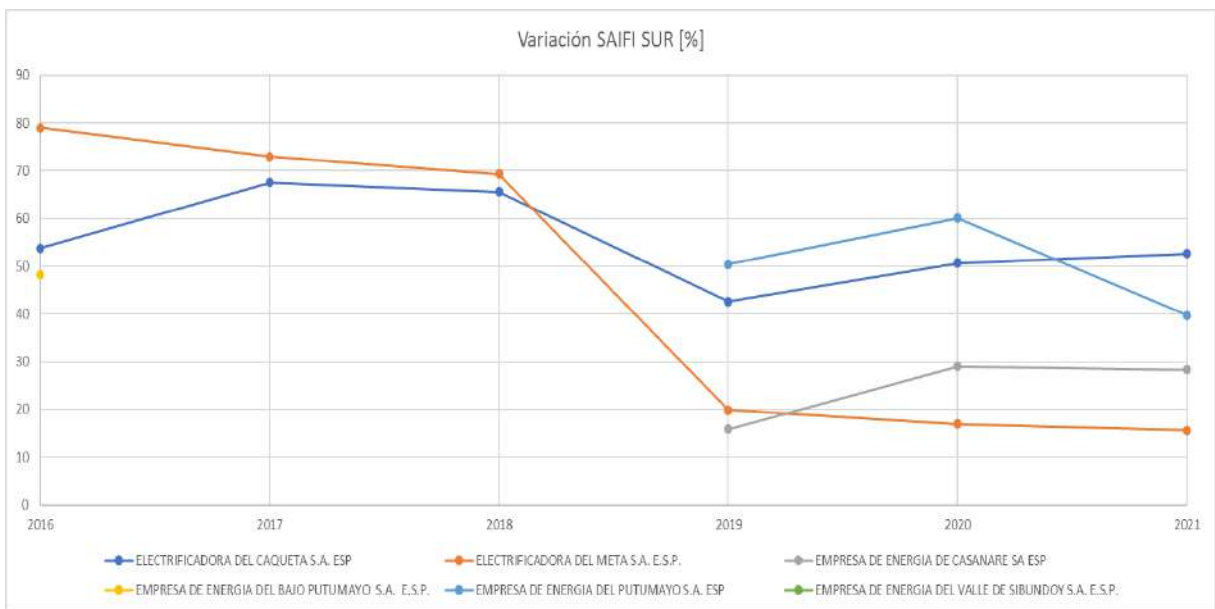


Figura 63. Variación Valores SAIFI para los OR de la ADD Sur

## 7.8.2 Relación Dt/SAIFI

Cada mercado posee una relación particular entre los costos del componente Dt y la calidad que percibe un usuario promedio.

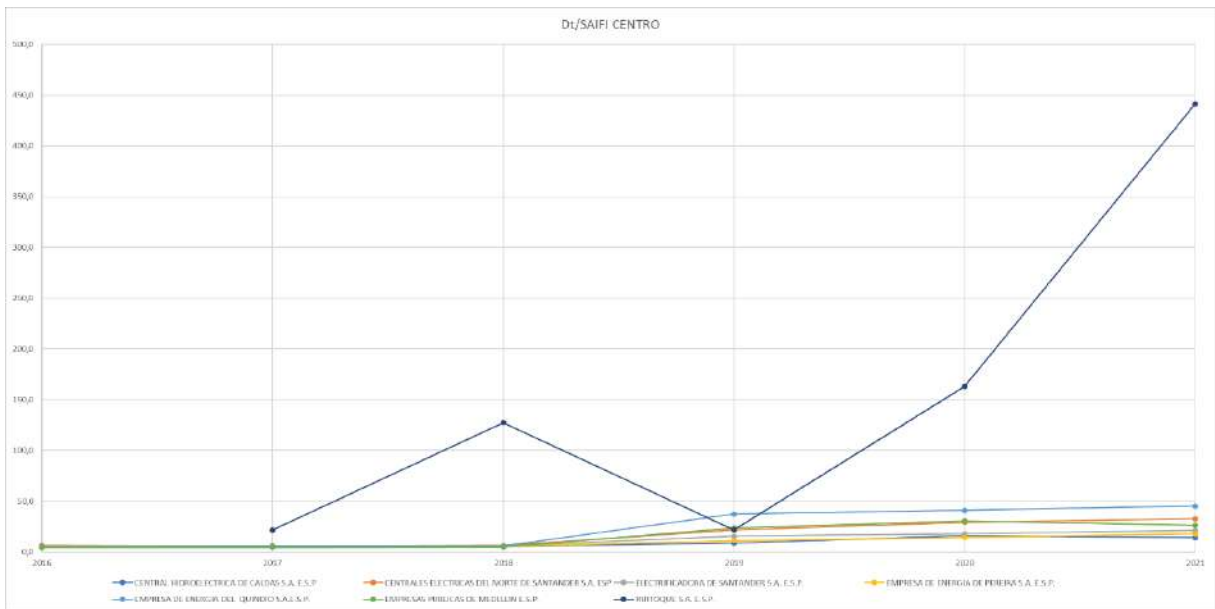


Figura 64. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Centro

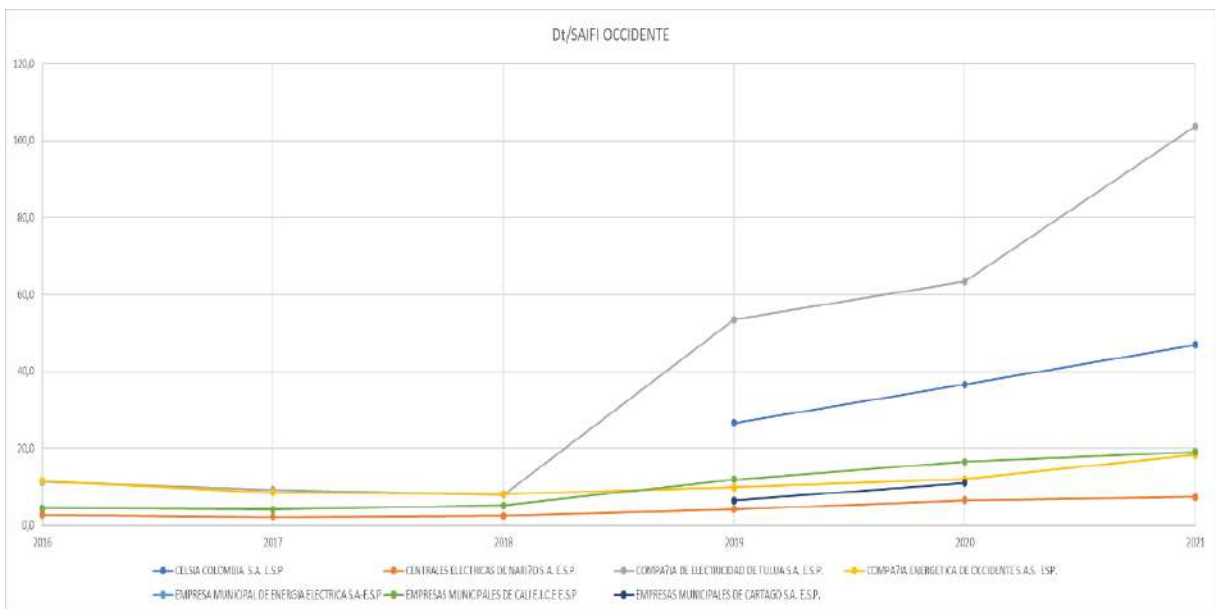


Figura 65. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Occidente

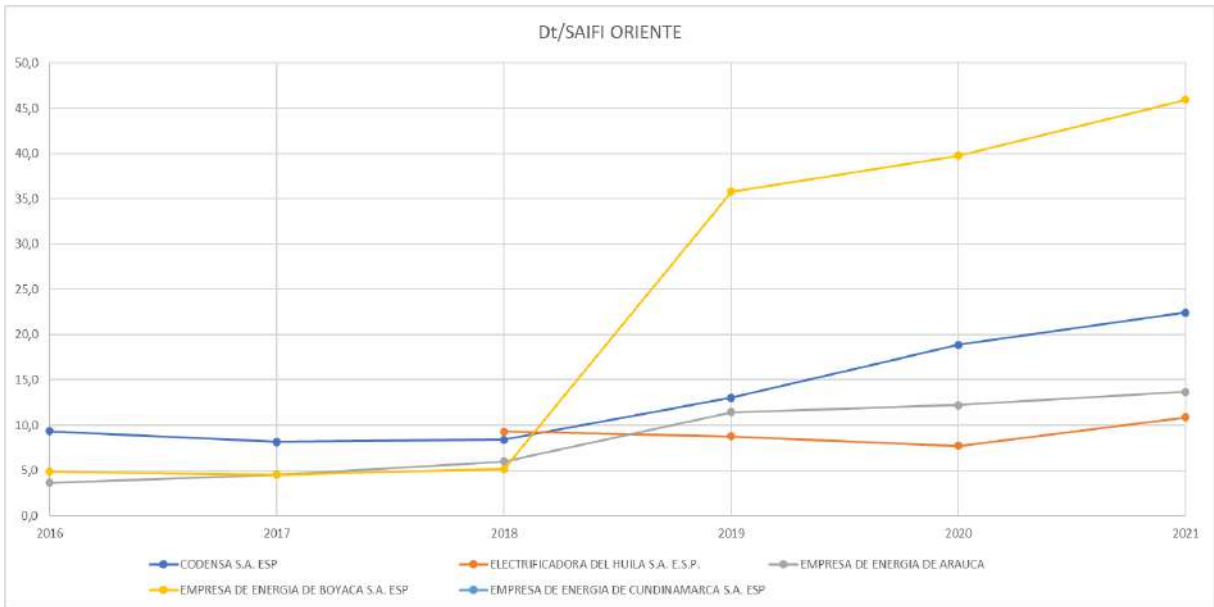


Figura 66. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Oriente

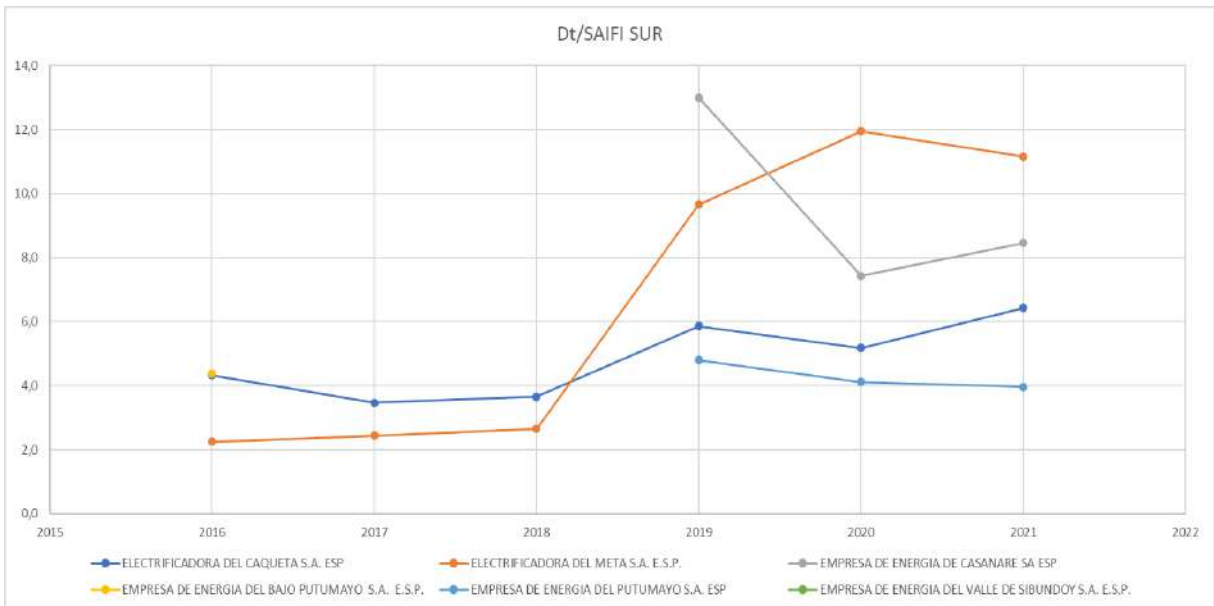


Figura 67. Relación Dt/ SAIFI para los OR de la ADD Sur



### 7.8.3 Relación Dtun/SAIFI

El indicador SAIFI parece tener una relación diferente con mercados marcadamente excedentarios, pues parecen poseer una relación superior al resto de mercados, siempre y cuando los demás no sean de alta densidad de usuarios.

Este comportamiento se puede observar cuando se hace la relación entre el Dtun y el SAIFI, con lo cual se puede inferir la disparidad en los niveles de calidad y su representación en el costo del componente D que llega a ser percibido entre usuarios de una misma ADD. Esta última relación se puede encontrar en la sección de anexos.

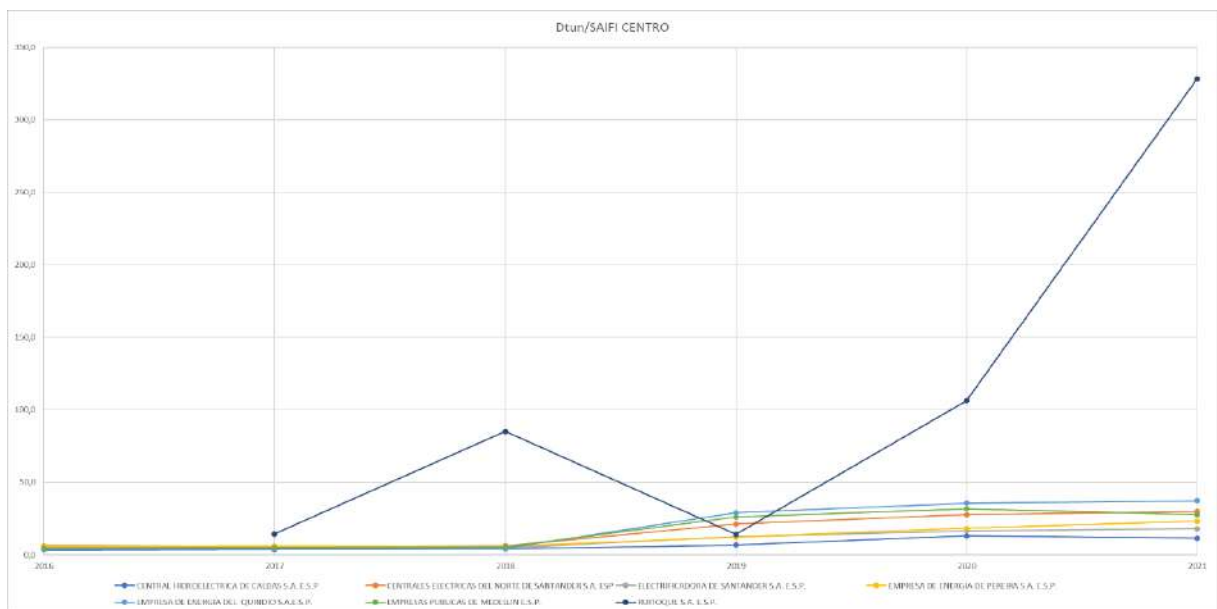


Figura 68. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Centro

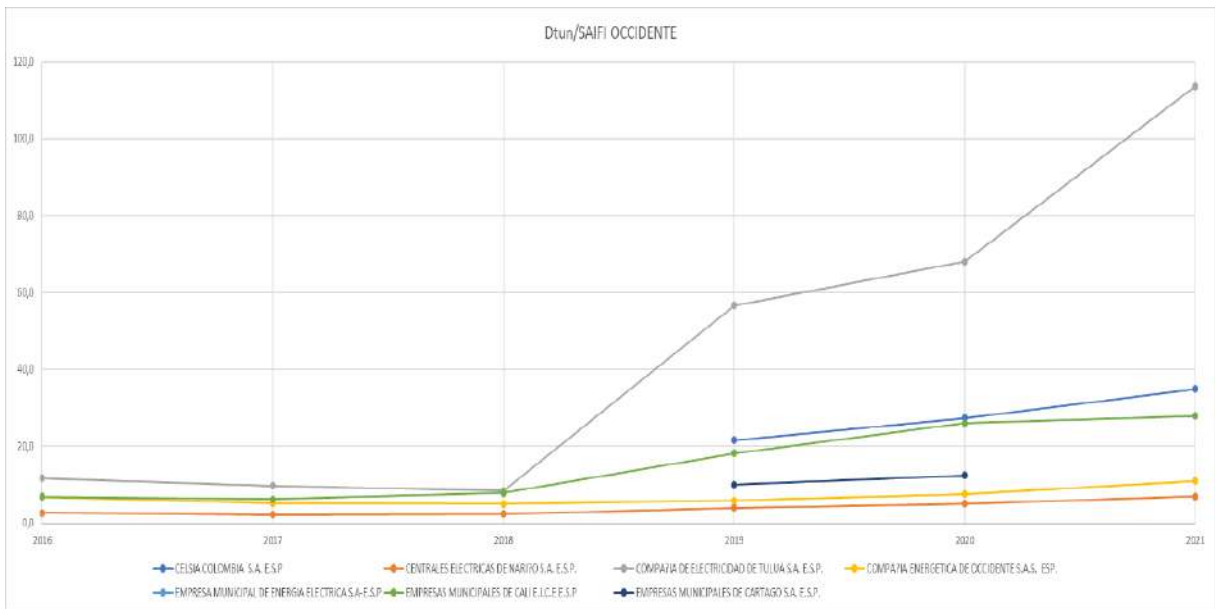


Figura 69. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Occidente

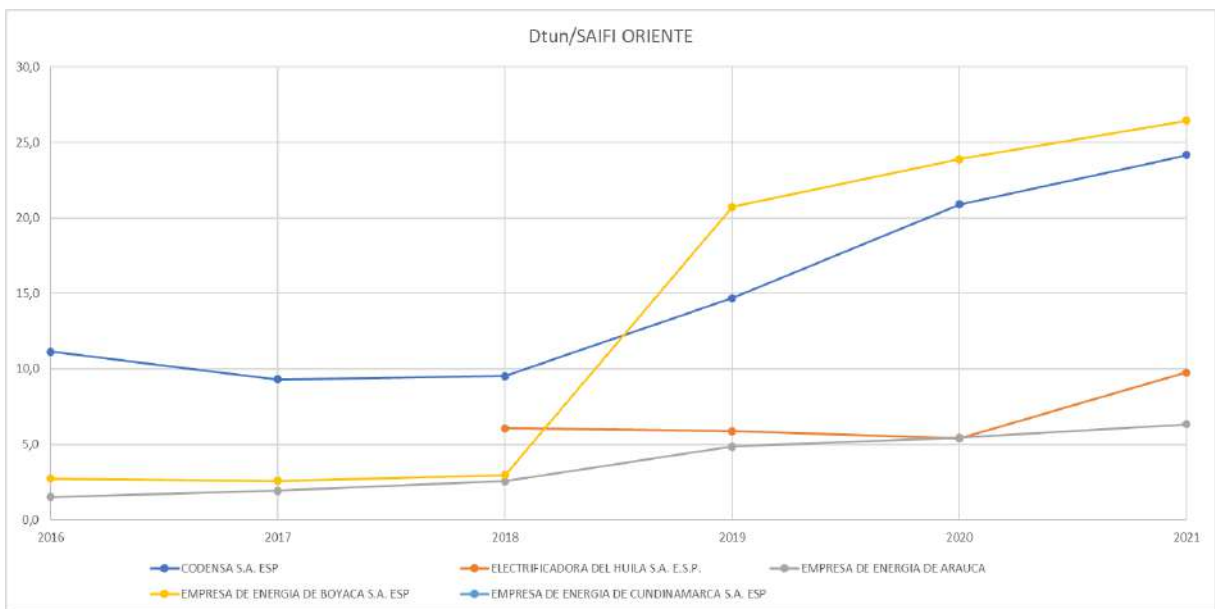


Figura 70. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Oriente

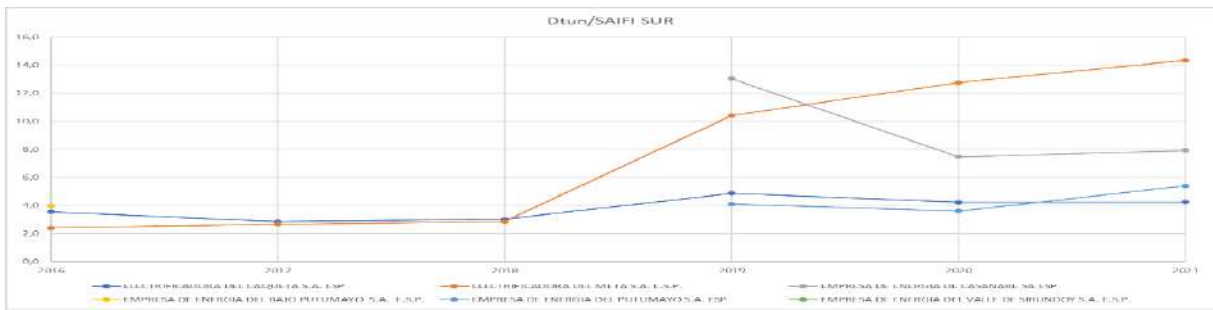


Figura 71. Relación Dtun/ SAIFI para los OR de la ADD Sur

## Indicador 9

### 7.9 Relación de la diferencia del Dt menos Dtun del OR respecto a la escala de su mercado

Se busca establecer si la diferencia entre el Dt y el Dtun por unidad de energía anual se distribuye efectivamente en el mercado de cada OR, o si por el contrario, esta diferencia tiene un valor alto por unidad de energía debido al tamaño del mercado. Es decir, valores bajos de esta relación, indican que el impacto por kilovatio-hora al año para los usuarios de ese mercado no es tan significativo; valores altos indican, ya sea por tener un mercado pequeño o que son muy diferentes el Dt y Dtun, que por unidad de energía los usuarios ven un valor mayor de esta diferencia por lo cual no se distribuye de una manera significativa.

En la Figura 72 se observa esta relación para la ADD Centro, en donde Ruitoque es el OR que mayor valor tiene para este indicador, lo cual, muestra que su mercado es muy pequeño y sus usuarios verían mayor impacto de esta diferencia. A diferencia de los OR excedentarios, EPM y EEPereira, en donde es muy cercano a cero este impacto, lo cual indica que se distribuye esta diferencia en sus mercados y no sería significativo el impacto.

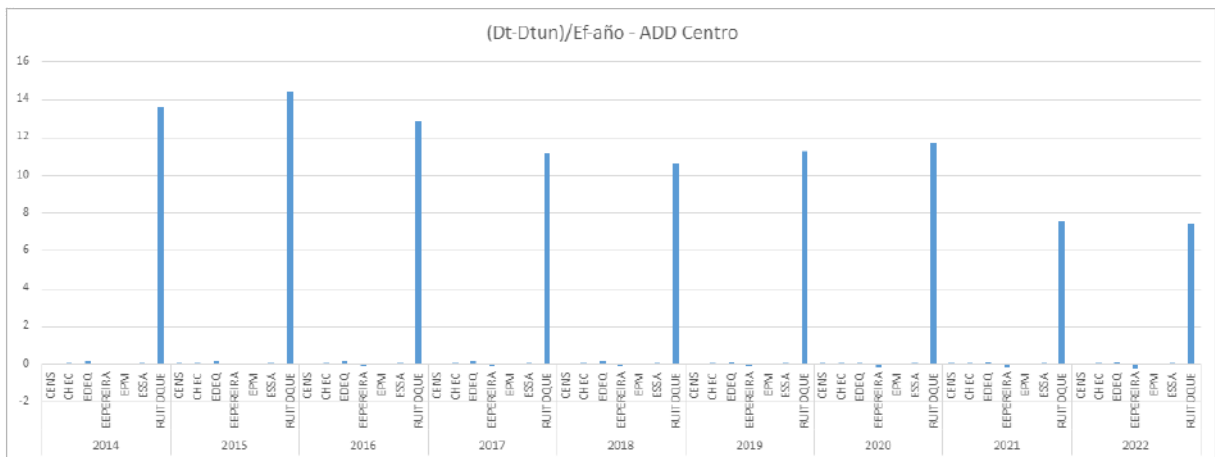


Figura 72. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Centro

Para la ADD Occidente, en la Figura 73 se observa esta relación, en donde la Empresa de Energía Eléctrica (EMEE) es el OR que mayor valor tiene para este indicador, lo cual, muestra que su mercado es muy pequeño y sus usuarios verían mayor impacto de esta diferencia. Se repite la misma tendencia en OR excedentarios (EMCARTAGO y EMCALI) en donde es muy cercano a cero este impacto, lo cual indica que se distribuye esta diferencia en sus mercados y no sería significativo por unidad de energía para sus usuarios.

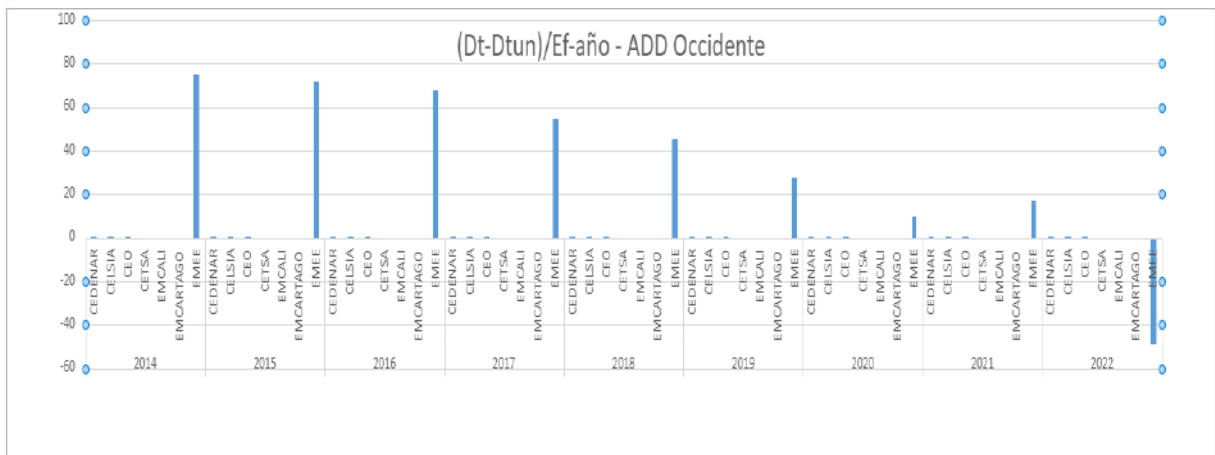


Figura 73. Relación (Dt-Dtun) sobre la energía facturada para los OR del ADD Occidente

Para la ADD Oriente, que el resultado se muestra en la Figura 74, se observa que los OR de estos mercados tendrían una relación significativamente mayor de este indicador con respecto al caso de Enel, en donde siempre su valor es muy cercano a

cero, con lo cual se constata que para estos usuarios se distribuye la diferencia  $D_t - D_{tun}$  de mayor manera que en los mercados de ENELAR y EBSA.

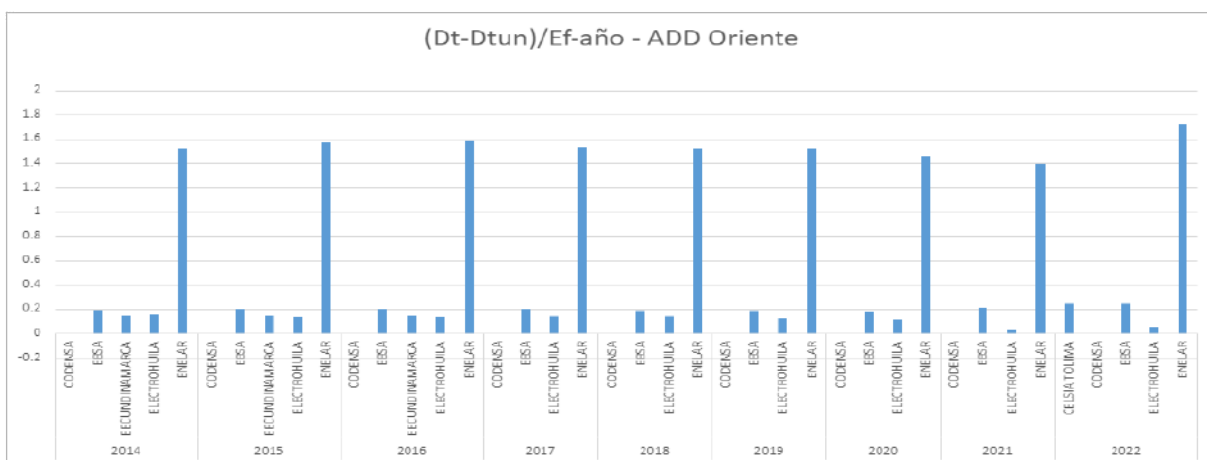


Figura 74. Relación  $(D_t - D_{tun})$  sobre la energía facturada para los OR del ADD Oriente

En la Figura 75, se muestran los resultados para la ADD Sur, donde se observa que el mercado atendido por EMEVASI tendría un impacto significativo por unidad de energía de esta diferencia y que el mercado de EMSA no tendría dicha afectación por la gran demanda que tiene su mercado.

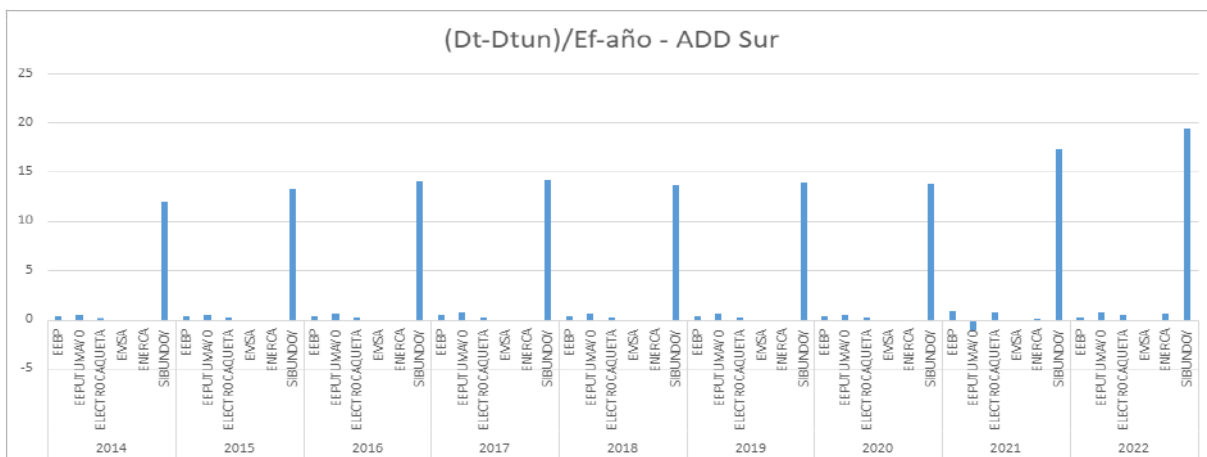


Figura 75. Relación  $(D_t - D_{tun})$  sobre la energía facturada para los OR del ADD Sur

Finalmente, cabe destacar que, efectivamente para los OR excedentarios, la diferencia de  $D_t$  menos el  $D_{tun}$ , se logra distribuir de mayor manera en su demanda, por lo cual, el precio por kilovatio hora de esta diferencia por unidad de energía es muy bajo, con respecto a los mercados de los OR deficitarios, en donde los usuarios sí verían un impacto mucho mayor. Se debe estudiar el caso de Ruitoque, en donde los

usuarios no corresponden con los de menores ingresos, a diferencia de los demás mercados de los OR deficitarios.

## 8 CONCLUSIONES

- El esquema ADD, al hacer la evaluación frente a los objetivos que se enmarcan en el Decreto 388 de 2007, se alineó con el objetivo de Equidad originalmente concebido, debido a que los cargos de distribución fueron uniformes para los OR dentro de cada ADD y al mantenerse la proporción del componente de distribución dentro del Costo Unitario de Prestación de energía eléctrica también contribuyó al cumplimiento del objetivo de implementar medidas que nivelaran cargos de distribución en mercados geográficamente cercanos, de tal manera que los usuarios de una misma ADD tendrían un componente "D" que representara un peso similar en el CU.
- Aunque exista una similitud del peso que representa la distribución dentro de la factura de usuarios de diferentes OR dentro de una misma ADD, esto no implica que los OR hayan tenido algún incentivo para que su Dt o cargo de distribución real se estabilizara entre mercados del mismo ADD. Por este motivo, el concepto de equidad aplicado al esquema debería tener en cuenta los incentivos para formación eficiente de un precio asociado a la actividad de distribución, y así poseer una paridad justa, bajo los principios del esquema tarifario referenciados en la Ley 143 de 1994.
- Respecto a la calidad del servicio, no hay relación directa entre el mayor o menor pago del usuario tras la implementación del esquema de ADD, y los indicadores para cada OR, en donde sí se establece una relación importante en que los OR excedentarios tienen mejores índices de calidad que los OR deficitarios, sin importar la ADD. Lo anterior, dado que, la calidad está basada en la capacidad de las empresas y no en el esquema en sí mismo.
- Se observa que el argumento en contra de este esquema de ADD, que es el traslado de contribuciones desde usuarios Estratos 1, 2 y 3 a usuarios de altos ingresos en mercados de los OR excedentarios, no es una situación generalizada ni característica del esquema, por cuanto no existe un superávit de los recursos percibidos por este tipo de usuarios que pueda cubrir los requerimientos asociados a usuarios de estratos altos que pertenezcan a mercados deficitarios. Por lo que, en otras palabras, se corrobora que es necesario el aporte de usuarios de estratos 4, 5 ,6, comerciales e industriales de mercados excedentarios a la bolsa de la ADD

para cubrir los requerimientos de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 de mercados deficitarios en la misma bolsa.

- Los cargos Dt aumentaron desde la aplicación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, por lo cual, se determina que esto tiene mayor relación con la metodología del ingreso máximo, y por ello, es necesaria una revisión a la misma frente a cualquier modificación al mecanismo de ADD.
- A pesar de que los mercados excedentarios tendrían un Dt menor que el Dtun realmente aplicado al CU; para el caso de los deficitarios, en contraste, su Dt tendría un efecto superior sobre el CU y por ende sobre la tarifa. Por esto, aunque la eliminación de las ADDs le significaría una reducción en el CU a los usuarios en mercados excedentarios, los incrementos serían proporcionalmente mucho mayores sobre usuarios en mercados deficitarios. De esta manera, se infiere que la eliminación de este esquema podría ser perjudicial para varios mercados, en donde la relación Dt menos el Dtun sobre energía facturada sea alto, lo que podría generar fenómenos alcistas en la tarifa final.
- Existe un beneficio para los mercados de mayor tamaño, pues estos tienen la posibilidad de dominar el comportamiento del Dtun no solo por su cantidad de energía facturada sino por un mayor control sobre inversiones que afecten el Dt; factores que impactan directamente el cálculo del cargo unificado de cada ADD y que tienen la posibilidad de marcar una tendencia al alza dentro del Área de Distribución.
- Al tener un fuerte impacto sobre el objetivo de equidad, se hace necesario considerar la reorganización de las ADD, buscando agrupar a los mercados de distribución mediante optimización del menor cargo "D" a pagar, de acuerdo con el tamaño de mercado y el Dt, sin necesidad de considerar la cercanía geográfica como condición determinante para la conformación de dichas áreas.
- De acuerdo con todo lo anterior, se evidencia que el esquema regulatorio debe ser reevaluado por cuanto ha demostrado presentar problemáticas asociadas a la aplicación del costo óptimo en el componente de distribución en el marco de una unificación de costos de esta actividad entre mercados de alta y baja densidad.

## 9 RECOMENDACIONES A LA REGULACIÓN OBJETO DE ESTUDIO

Con base en los resultados encontrados, las siguientes son las recomendaciones para considerar ante el estudio de una modificación regulatoria del esquema de ADD:

- Analizar los efectos de la energía facturada y el recaudo real sobre el esquema de las ADD. De igual manera, se debería estudiar la pertinencia de las alternativas planteadas por las empresas dentro de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y comercialización.
- Realizar la integración o análisis del cálculo de las ADD, también relacionando los subsidios y contribuciones, de manera que no existan situaciones que puedan inducir al faltante de recursos para lograr cubrir las necesidades en este aspecto.
- Establecer un esquema de agrupamiento de mercados basado en un algoritmo que minimice el costo final de cargo "D" dentro de cada Área de Distribución. Este esquema debería considerar la reorganización de áreas cada cierto tiempo, probablemente considerando periodos tarifarios, con el fin de incentivar inversiones eficientes. Este esquema debe mantener un principio de solidaridad entre mercados de mejores costos de prestación por usuario y aquellos con altos costos percibidos por el usuario, lo cual parte de los principios de la actividad de regulación: la subaditividad de costos y la diferencia de dispersión y condiciones ambientales en cada mercado.
- Estudiar la integración de las ADD en las propuestas que puedan surgir sobre la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de Distribución de energía en el SIN, con el fin de evitar incentivos tendientes a las sobreinversiones, la colusión entre empresas pertenecientes a una misma ADD para dominar el comportamiento del cargo unificado (actualmente Dtun) y la suboptimalidad en la construcción del cargo.
- En consonancia con un esquema de remuneración a la actividad de distribución, se recomienda construir un algoritmo que se encuentre alineado con incentivos a cargos de distribución en los que el usuario experimente beneficios proporcionales al cargo. Lo anterior implica que un algoritmo que permita realizar múltiples agrupamientos de mercados en áreas de distribución, cuya función objetivo podría ser aquella que minimice los cargos de distribución de cada ADD pero que tenga en cuenta incentivos de mejora en calidad, pérdidas y demás condiciones de prestación del servicio, así como de incentivar una mayor costo-eficiencia tendiente a obtener cargos más asequibles para los usuarios.



## 10 BIBLIOGRAFÍA

Departamento Nacional de Planeación-DNP. (2021). *Guía Metodológica para la Implementación de la Evaluación Ex Post de la Regulación*. Bogotá D.C.

OCDE. (2018). *Análisis ex post de la regulación: prácticas y lecciones de países de la OCDE*.

Unidad de Proyección Normativa y Estudios de Regulación Financiera (URF). (2021). *Fortalecimiento de la Gobernanza Regulatoria en Colombia a través de Evaluaciones de Impacto basadas en Evidencia-Decreto 2673 de 2012*. Bogotá.

## 11 ANEXO 1- COMPONENTES DEL CU DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ACTIVIDAD	AGENTE
<p>Generación: Producción de energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente. (CREG 076 de 2016)</p>	<p>Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional. (CREG 128 de 1996)</p>
<p>Transmisión: Es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional. (CREG 011 de 2009)</p>	<p>Transmisor: Persona jurídica que realiza la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Para todos los propósitos son las empresas que tienen aprobado por la CREG un inventario de activos del STN o un Ingreso Esperado. (CREG 011 de 2009)</p>
<p>Distribución: Actividad de transportar energía eléctrica a través de una red a voltajes inferiores a 220 kV, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico cualquiera de ellas sea la actividad principal. (CREG 042 de 1999)</p>	<p>Distribuidor: Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional (STR), o en un Sistema de Distribución Local (SDL), o que ha constituido una empresa en cuyo objeto está el desarrollo de dichas actividades. (CREG 042 de 1999)</p>
<p>Comercialización: actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994. (CREG 180 de 2014). Adicionalmente, la</p>	<p>Comercializador: Persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. (CREG 042 de 1999). Adicionalmente, la resolución CREG 121 de 2007 definió la actividad de Comercializador Minorista: Generador-</p>

<p>resolución CREG 121 de 2007 definió la actividad de Comercialización Minorista, como la actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.</p>	<p>Comercializador, Distribuidor-Comercializador o Comercializador que desarrolla la Actividad de Comercialización Minorista.</p>
---	---

Tabla 3 Actividades y agentes del sector eléctrico

La resolución CREG 119 de 2007, establece que los comercializadores minoristas están sometidos al régimen de **Libertad Regulada**, definido en el Artículo 14.10 de la Ley 142 de 1994, en consecuencia, estas empresas determinarán la tarifa que aplican a sus usuarios a partir de la fórmula que determina el **Costo Unitarios de Prestación del Servicio de energía eléctrica (CU)**

Tomando en consideración lo establecido en el párrafo segundo del Artículo 4 de la Resolución CREG 119 de 2007 tal y como fue modificado por el Artículo 1 de la resolución CREG 191 de 2014, en dónde se especifica el valor del término beta ( $\beta$ ) es igual a cero (0), el costo máximo del servicio de energía eléctrica corresponde simplemente al producto entre el consumo de energía en kilovatios hora (kWh) y la componente variable del costo unitario  $CU_v$  (\$/kWh).

Al definir beta ( $\beta$ ) igual a cero (0), no es que se anule o ignore el costo fijo del comercializador minorista, expresado en \$/factura, lo que sucede es que dicho costo fijo se transforma en un costo variable, conforme con lo establecido en el Artículo 2 de la resolución CREG 191 de 2014, que se incluye en el costo unitario  $CU_v$ .

Finalmente es preciso diferenciar entre el costo de prestación del servicio de energía eléctrica, calculado a partir de la fórmula que define el CU, con el costo de la **Tarifa**, que conforme con la definición de la resolución CREG 119 de 2007, corresponde a:

**Tarifa:** Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni

están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

En consecuencia, la asignación de subsidios para los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3, se refleja en un menor valor de la factura por consumo de energía de estos usuarios; mientras que los usuarios residenciales estrato 5 y 6, algunos industriales y comerciales, a quienes se les carga una contribución equivalente al 20% de su costo de prestación del servicio (con lo que se fondean los subsidios) deben pagar un mayor valor de la factura.

A continuación, de manera general, se describen cada una de las variables que contenidas en la fórmula que define el CU, aclarando que la componente D (distribución) se describirá más adelante con mayor nivel de detalle.

**G:** Esta variable refleja el costo de la energía comprada por los comercializadores, para cubrir la demanda de energía de sus mercados de comercialización. Depende de los costos de la energía en el Mercado de Energía Mayorista, que están determinados por el valor de la energía pactada a través de los contratos de bilaterales de suministro de energía suscritos con los generadores, del precio de la Bolsa de Energía e incluye el valor del cargo por confiabilidad resultante de las subastas de energía.

La formación del precio de generación depende de las decisiones y posibilidades del comercializador para suscribir contratos bilaterales de suministro de energía con los generadores, de la asignación precios y cantidades de suministro de energía que se materializa a través de las subastas para la asignación de obligaciones de energía firme y de la actividad dinámica que resulta de la oferta de precios y cantidades de energía en la Bolsa de Energía para la definición de los despachos de demanda diaria.

En consecuencia, a cada comercializador se le asigna un valor diferente de la componente G, dependiendo de su propia estrategia de compra de energía y de las condiciones del mercado, que transfiere a los usuarios localizados en su mercado de comercialización.

**T:** Esta variable corresponde al cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional<sup>20</sup> (STN),

El valor de la componente T es un cargo regulado tipo estampilla determinado por la CREG en la resolución 11 de 2009<sup>21</sup>. Es decir, es un cargo único que pagan todos los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional.

**D:** Esta variable corresponde el cargo de distribución, que será explicado con mayor detalle más adelante.

**Cv:** Representa el margen de comercialización que se le reconoce a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, cubre los costos variables de la actividad. Incluye todos los costos y gastos que incurre el comercializador, incluyendo costos financieros y las garantías financieras para cubrir el pago que el comercializador debe realizar de los cargos por uso del STR y/o SDL; el costo mensual de las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de los servicios del CND y ASIC.

**PR:** Esta componente cubre el costo de relacionados con la gestión eficiente de las pérdidas en que se incurre para la producción y transporte de energía hasta el consumidor final. Las pérdidas de energía de distribución, en el SDL y STR, se valoran en la componente D.

**R:** Representa el costo de las restricciones, ocasionadas por los despachos fuera de mérito para garantizar las condiciones operativas de transferencia de energía y estabilidad de frecuencia y de tensión, y restricciones provenientes de las rentas de congestión por aplicación de las TIE.

La Tabla 4 Costo Unitario promedio año 2021 (ADD y no ADD), presenta el CU promedio 2021 para cada uno de los OR incluidos en las ADD y para aquellos OR que no forman parte de ninguna ADD, desagregado en cada una de sus componentes.

---

<sup>20</sup> STN: es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión. (CREG 011 de 2009)

<sup>21</sup> Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

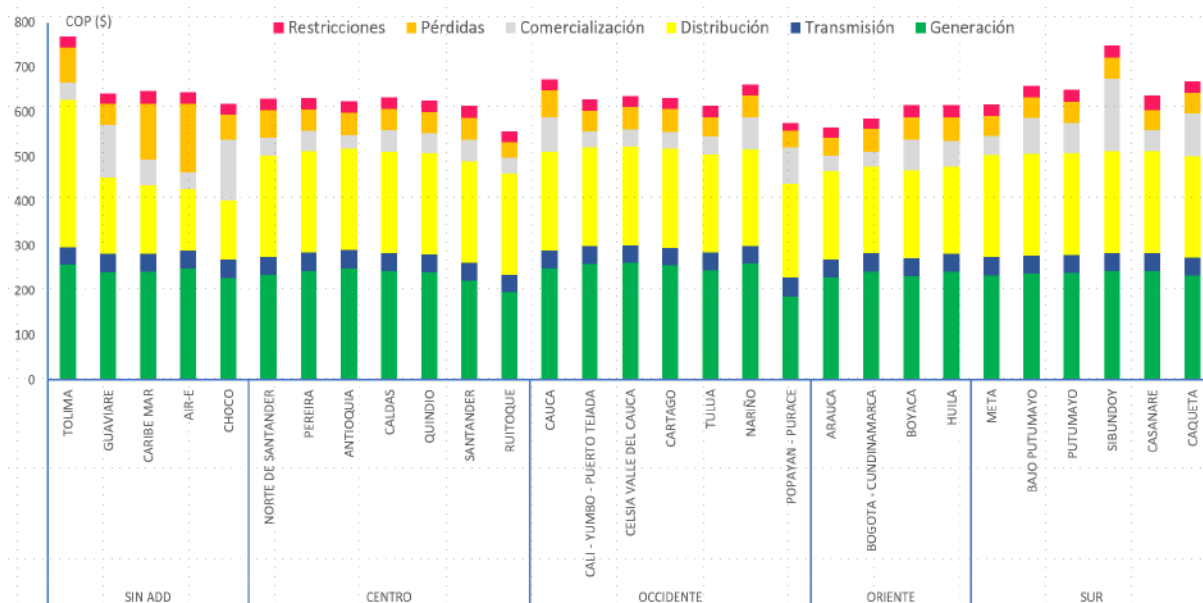


Tabla 4 Costo Unitario promedio año 2021 (ADD y no ADD)

La Tabla 5 Costo Unitario promedio 2021 presenta el valor promedio del costo unitario de prestación del servicio, agrupados por ADD y adicionalmente agrupando los OR que no pertenecen a ninguna ADD, precisando que para las ADD se emplea el promedio de DTUN.

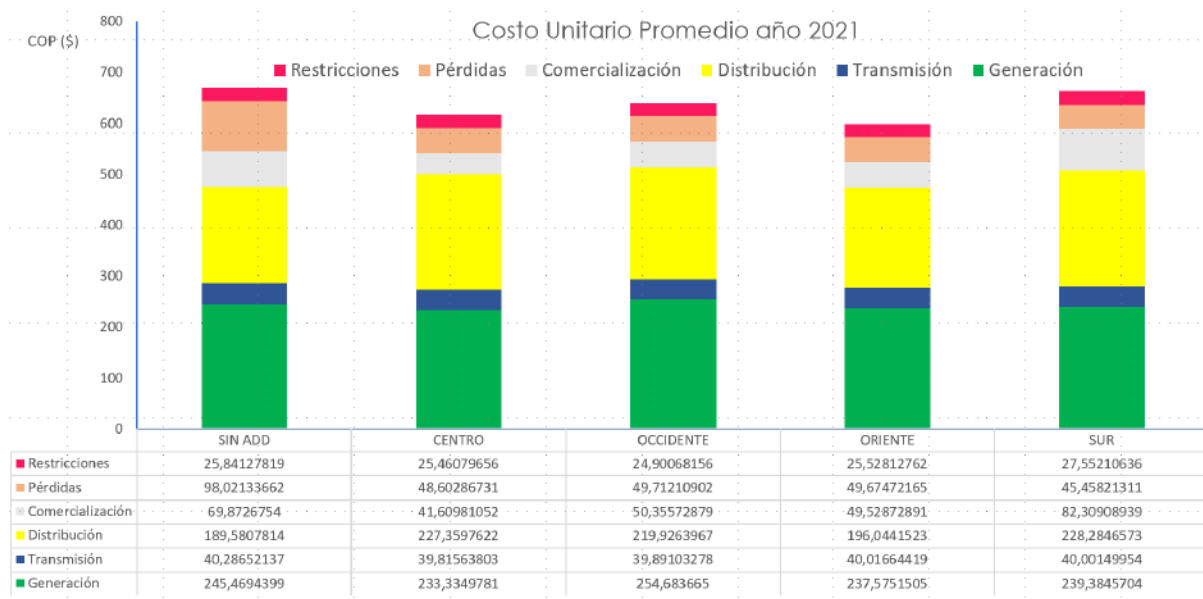


Tabla 5 Costo Unitario promedio 2021

Los costos por compra de energía (G) y por uso del sistema de distribución (D), presentan los mayores valores dentro de la estructura de costos del CU, con una participación promedio de la componente G de 38,8% y de 33,4% para la componente D.

## **12 ANEXO 2. DETALLE DE PROCESO DE ENCUESTAS CON LOS AGENTES**

El 2 de junio de 2022, se llevó a cabo una reunión con ASOCODIS y los Operadores de Red con el fin de informar, a este gremio y a sus afiliados, sobre la evaluación expost que al esquema regulatorio de las ADD, desarrolla la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del MME y socializar la encuesta desarrollada con el fin de conocer los comentarios, observaciones y recomendaciones, que tienen frente al esquema vigente de las ADD; en esta encuesta también se les consultó si habían o no desarrollado algún estudio relacionado con el tema y en caso afirmativo que lo adjuntaran.

Para igual propósitos, también se llevó a cabo una reunión con funcionarios de XM, entidad encargada de crear, administrar, operar y mantener el sistema de información requerida para lograr la funcionalidad del mecanismo de ADD, calcular los Cargos de Distribución y los Cargos Únicos de Distribución y liquidar los ingresos reconocidos de los OR que conforman las ADD.

### **Encuestas a los OR**

En total quince (15) OR respondieron la encuesta, catorce (14) pertenecen a ADD<sup>22</sup> y una (DISPAC) no.

Los 14 OR que contestaron la encuesta, representan el 56% del número total de OR en ADD.

---

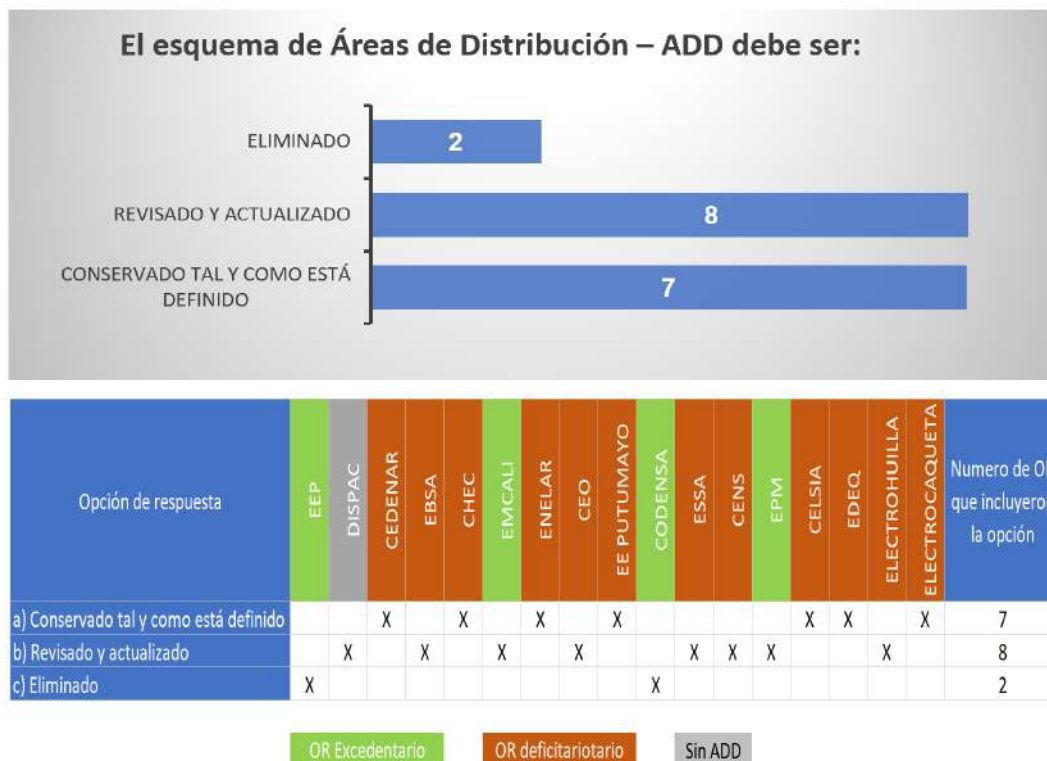
<sup>22</sup> EEP, DISPAC, CEDENAR, EBSA, CHEC, EMCALI, ENELAR, CEO, EE PUTUMAYO, CODENSA, ESSA, CENS, EPM, CELSIA y EDEQ

Un OR (EEP S.A. E.S.P) remitió tres encuestas que de manera separada fueron diligenciadas por las áreas Comercial, Técnica y Regulatoria. Estas tres encuestas se consolidaron en una sola para efectos de análisis.

La encuesta contiene dos tipos de preguntas: a) de selección múltiple, en las que se escoge una o varias opciones y b) abiertas.

Dentro de la primera categoría, de selección múltiple, se obtuvieron las siguientes respuestas:

1)



En opinión de los encuestados, el 47% considera que el esquema de ADD debe ser revisado y actualizado, el 41% considera que el esquema debe conservarse tal y como está y el 12% considera que debe eliminarse.

Dentro de las razones expuestas por los OR, que consideran **que el esquema debe ser revisado**, se encuentran las siguientes:

- DISPAC indica que no es beneficiario del esquema, no es claro si su opinión está orientada a que sea incluida en alguna ADD.
- EBSA plantea la configuración de una única ADD para todo el país.



- EMCALI, manifiesta que el cargo de distribución de EMCALI aumenta aproximadamente en un 40%, para subsidiar a los demás OR del ADD occidente; manifiesta que esto afecta negativamente a sus usuarios considerando que Cali es la ciudad que recibe mayor número de desplazados de la zona occidental y que el 60 % pertenecen a los estratos 1, 2 y 3.
- CENS manifiesta que es conveniente revisar y ajustar el esquema de ADD debido a que, con la entrada del esquema de remuneración por ingreso máximo, dentro del ADD se presentan subsidios cruzados en el tema del apalancamiento de las inversiones, dado que empresas pequeñas de alguna manera aportan a las inversiones de otras, y adicionalmente considera que el esquema ADD presenta dificultades para la aplicación de cargos/tarifas horarias.
- ESSA también considera que el esquema de ADD debe revisarse en razón a la aplicación de tarifas horarias, coincidiendo en este aspecto con CEO, quien adicionalmente considera que el esquema de las transferencias entre los OR debe ser revisado.
- EPM manifiesta que el esquema debe ser revisado y actualizado, tomando en consideración que para el desarrollo de la transición energética se requiere trasladar las eficiencias a un esquema de tarifas horarias. Adicionalmente, indica que los cambios deben tener en cuenta el deterioro de los mercados que hacen el esfuerzo para cubrir los incrementos de la componente de distribución y consideran que el esquema de ADD incrementa los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.
- ELECTROHUILA sugiere la inclusión de OR que no forman parte de alguna ADD dentro de este esquema.

Las empresas que contestaron que **el esquema debe conservarse tal y como está**, son: CEDENAR, CHEC, ENELAR, E.E. Putumayo, CELSIA, ELECTROCAQUETA y EDEQ, todos estos OR son deficitarios, según lo definido en la resolución CREG 058 de 2008; es decir, la componente Dt del OR es mayor que el Cargo Único de la ADD a la que pertenece.

Finalmente, de los OR que contestaron la encuesta, EEP y ENEL, consideran que **el esquema de ADD debe eliminarse**. Estos dos OR son excedentarios, en los términos de la resolución CREG 058 de 2008.

#### **Las siguientes son las razones, que soportan la respuesta de EEP:**

- No es concordante con el principio de neutralidad señalado en la Ley 143 de 1994, ya que sus usuarios pagan en la tarifa incrementos considerables por los

activos que son remunerados a otros OR de la ADD Centro, aparte a las inversiones que vienen realizando para cumplir con la resolución 015 de 2018.

- Los usuarios del OR Pereira pagan sobre costos del orden del 20% en el cargo de distribución (Dt), por estar en la ADD Centro, que tiene OR's con un Dt muy superior al de EEP.
- El esquema de ADD actual conlleva a que los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 de los operadores de red (OR) excedentarios deben "subsidiar" a usuarios de los OR deficitarios incluyendo los estratos 5 y 6. Lo anterior no estaría en concordancia con el artículo 47 de la ley 143 de 1994, donde son los usuarios de estratos 5 y 6 los que deben subsidiar los estratos 1, 2 y 3.
- Debido a la dinámica del mercado, no se cumple con el principio de que se aplique un ADD para que los usuarios no perciban diferencias en los CU de los OR, ya que las componentes G, C y PR cambian drásticamente dependiendo del comercializador y el OR.

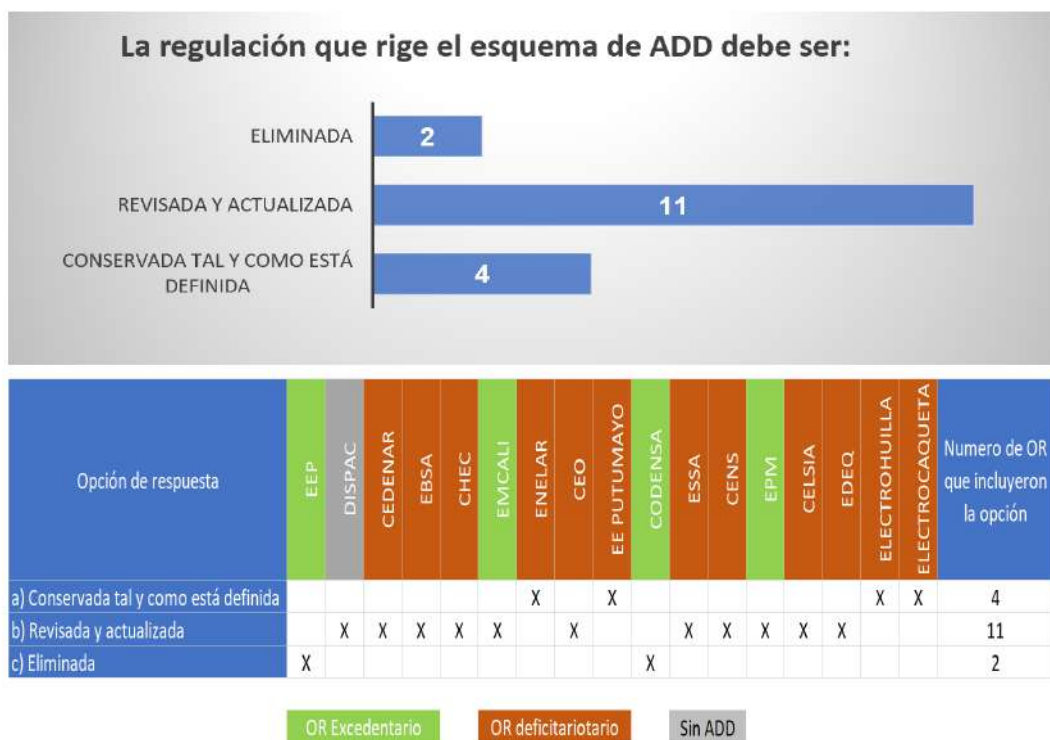
**Por su parte ENEL, expone las siguientes razones:**

- Las señales que provee el esquema de ADD no permite que los usuarios perciban el costo real de sus consumos desincentivando el desarrollo de proyectos de inversión en el SDL como recursos distribuidos de energía, instalación de sistemas de almacenamiento o programas de eficiencia energética, regidos para su implementación por principios de costo beneficio.
- El esquema de subsidios cruzados de las ADDS para este caso desdibuja el principio de solidaridad y redistribución de ingresos determinado en la Ley 142 de 1994, ya que en este caso no son los usuarios de mayores ingresos quienes contribuyen a usuarios de menores ingresos, sino que cualquier usuario de mercados de comercialización como el de Enel, contribuye a usuarios de otras zonas geográficas.
- Siguiendo las recomendaciones de la OCDE, es importante que el Gobierno aplique principios de neutralidad competitiva que incentiven la eficiencia en el sector y contribuyan al crecimiento de la industria en igualdad de condiciones.
- El foco 3 de la MTE indica "es necesario centrar los esfuerzos principal y prioritariamente en conseguir que las tarifas para los usuarios de la red guíen las decisiones de los agentes distribuidos hacia la maximización de la eficiencia tanto de la operación como de la planificación del sistema eléctrico en su conjunto"
- Es importante que el usuario reconozca los costos reales de la energía que está consumiendo y los distinga claramente de los subsidios que recibe, con

el fin de generar conciencia del uso racional de la energía y señales de localización para los usuarios diferentes a residenciales estratos 1, 2 y 3.

- El esquema de ADD limita el empoderamiento del usuario como objetivo de la Transición Energética.
- Proponemos incorporar las recomendaciones dadas por la MTE en cuanto a promover la competencia y eficiencia de los agentes, así como definir la nueva política de focalización de subsidios y redistribución de ingresos del sector que elimine ineficiencias y cualquier tipo de subsidios cruzados entre empresas

2)



Esta pregunta y la anterior, están estrechamente relacionadas, ya que revisar, dejar tal y como está o eliminar, el esquema de ADD, implica igual acción en relación con la regulación y viceversa. Por lo que, siendo consistentes, las respuestas a esta y a la anterior pregunta deberían ser iguales.

La respuesta dada a esta pregunta por ENELAR, EE Putumayo y Electrocaquetá, DISPAC, EBSA, EMCALI, CEO, ESSA, CENS, EPM, CODENSA y EEP fue consistente con respecto a la respuesta anterior.

ELECTROHUILA manifestó que la regulación debe conservarse tal y como está definida, aunque manifestó que el esquema de ADD debe revisarse y actualizarse. Por otra parte, aunque CEDENAR, CHEC, CELSIA y EDEQ contestaron que el esquema de ADD debe conservarse tal y como está definido, mientras que consideran que la regulación que rige el esquema de las ADD debe ser revisada y actualizada.

El sentido de esta pregunta apunta directamente a la regulación del esquema de ADD, por lo que no es de extrañar que sean los mismos dos OR (EEP y ENEL) que contestaron que **el esquema de ADD debe ser eliminado**, quienes contestaron que la regulación que rige el esquema de ADD debe ser eliminada.

Las razones que estas dos empresas exponen para sustentar su respuesta básicamente son las mismas razones que argumentan para considerar que el esquema de ADD debe ser eliminado.

Dos OR, consideran que la regulación que rige **el esquema de ADD debe ser conservada tal y como está definida**, estos son: ENELAR y E.E. Putumayo. Es de anotar que ENELAR es el OR que registra la mayor diferencia porcentual, en exceso, de su propio cargo de distribución (Dt) con respecto al DTUN del ADD a la que pertenece, en este caso ADD Oriente. La E.E. Putumayo sustenta su respuesta en el menor pago que deben realizar sus usuarios en la componente Dt, gracias al mayor pago, que de dicha componente, efectúan los usuarios de EMSA.

Por su parte, DISPAC, CEDENAR, EBSA, CHEC, EMCALI, CEO, ESSA, CENS, EPM, CELSIA y EDEQ, consideran que la regulación que rige **el esquema de ADD debe ser revisada y actualizada**.

Dentro de las respuestas que sustentan esta consideración, se encuentran las siguientes:

- CEDENAR considera que el esquema lleva más de diez años.
- EBSA, CEO, CENS, ESSA y CELSIA sugieren que se debe modificar la formulación incluyendo cargos horarios; complementando esta sugerencia, CHEC considera que la regulación de ADD debe introducir señales que posibiliten respuesta de la demanda.
- CENS manifiesta que la regulación debe modificarse debido a que, con la entrada del esquema de remuneración por ingreso máximo, dentro del ADD se presentan subsidios cruzados en el tema del apalancamiento de las inversiones.
- Por su parte, EMCALI considera que se debe modificar la regulación del esquema de ADD, implementando restricciones y evitando que los OR excedentarios expandan redes en las áreas definidas por los POT municipales atendidos por OR deficitarios, ocasionando que además de entregar a través

de la componente Dt un subsidio cruzado a los usuarios de OR excedentario, también se someta a prácticas que consideran “agresivas y poco éticas”.

- Las razones que presenta EPM, para sustentar su respuesta de revisar y actualizar la regulación que rige el esquema ADD, son básicamente las mismas que expuso para sustentar su consideración de revisar y actualizar el esquema de ADD, antes indicadas.
- Finalmente, EDEQ, además de coincidir en la necesidad de que la regulación que rige el esquema de ADD incorpore señales horarias en el cargo de distribución, incorpore mecanismo para realizar ajustes y correcciones en las liquidaciones producto de errores en el reporte del CDI de algunos comercializadores y que se incluya un esquema de garantías, que actualmente no existe, para proteger a los OR deficitarios y crear mecanismos que reduzcan la volatilidad mensual del cargo de distribución.

ENELAR, EE Putumayo, ELECTROHUILA y Electrocaquetá, todos OR deficitarios, manifiestan que la regulación debe **conservada tal y como está definida**, argumentando, sin mayor profundización, que el esquema les representa beneficios.

### 3) ¿Quién cree que es el mayor beneficiado del esquema de ADD?

Opción de respuesta	EEP	DISPAC	CEDENAR	EBSA	CHEC	EMCALI	ENELAR	CEO	EE PUTUMAYO	CODENSA	ESSA	CENS	EPM	CELSIA	EDEQ	ELECTROHUILA	ELECTROCAQUETA	Numero de OR que incluyeron la opción
a) Usuario	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X	X	X	15
b) Empresa de Distribución	X	X	X			X	X		X			X						7
c) Empresa de Comercialización	X						X		X									3
d) Estado							X											1
e) Otro. ¿Cuál?										X			X					2

OR Excedentario      OR deficitario      Sin ADD

Codensa (ENEL) y EPM seleccionaron la Opción **e) Otro**.

Codensa (ENEL), identifica como beneficiarios únicamente a los OR deficitarios, los usuarios conectados a sus redes y las empresas comercializadoras asociadas, por cuanto se les factura un servicio más bajo que el que se le cobraría en caso de no existir las ADD. En contraste, todos los usuarios residenciales, industriales y comerciales, conectados a su red, deben pagar un cargo por distribución más alto que el que deberían pagar si no existiera el esquema de ADD.

Por otra parte, en opinión de EPM el esquema ADD no “beneficia a todos los usuarios del ADD conformada, impacta finanzas, planes de gestión de las Empresas, no promueve la eficiencia, afecta a los comercializadores en el momento de definir los costos a los usuarios – recurriendo a mecanismos diferidos como la opción tarifara, para algunas empresas beneficia a unos y perjudica a otros (aplica para Usuarios, empresas, estado)”

En su gran mayoría, quince de los diecisiete OR que contestaron la encuesta, coinciden que el usuario es el más beneficiado por el esquema de OR, no obstante, es preciso anotar que 13 de dichos OR son deficitarios, es decir tienen un cargo propio de distribución mayor al DtUN, por lo que es obvia la respuesta. DISPAC también contestó que el usuario es el mayor beneficiado, aunque no pertenece a alguna ADD manifiesta que quisiera formar parte de alguna ADD.

Siete OR consideran que además de los usuarios, la empresa distribuidora también de beneficia por el esquema de ADD y de estos (ENELAR, EE Putumayo y EEP consideran que el comercializador también se beneficia del esquema y adicionalmente ENELAR considera que el Estado también es beneficiario.

#### 4) ¿Cuáles considera que son los objetivos a los que aporta el esquema de ADD?

Opción de respuesta	EEP	DISPAC	CEDENAR	EBSA	CHEC	ENCALI	ENELAR	CEO	EE PUTUMAYO	CODENSA	ESSA	CENS	EPM	CELSIA	EDEQ	ELECTROHULLA	ELECTROCAQUETA	Numero de OR que incluyeron la opción
a) Principio de neutralidad		X	X	X	X		X		X		X			X			X	9
b) Principio de equidad			X	X	X	X	X	X				X		X	X	X	X	11
c) Cobertura														X				1
d) Calidad							X											1
e) Satisfacción de necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural				X		X								X				3
f) Eficiencia de los operadores de red que pertenecen a una ADD		X		X		X	X		X								X	6
g) Otro.	X									X			X					3

OR Excedentario      OR deficitario/otario      Sin ADD

Dos de los OR, seleccionaron la alternativa “g) Otro”: EEP y ENEL, consideran que el esquema de ADD no cumple con ninguno de los objetivos considerados dentro de las opciones de respuesta, lo que es consistente con sus consideraciones en cuanto a que la regulación y el esquema que rige las ADD debe eliminarse.

Como se observa, existe una amplia variedad de respuestas, sin embargo, ninguno de los OR considera que las ADD aportan al cumplimiento de la totalidad de objetivos definidos en su creación y que persigue su operación.

Nueve OR consideran que el esquema de ADD aporta al **Principio de neutralidad**, no obstante, todos estos son OR excedentarios.

Once OR consideran que las ADD aportan al principio de **equidad**, de estos tan solo EMCALI es deficitario.

Es de anotar que tan solo un OR (CELSIA) considera que el esquema de ADD cumple con el objetivo **c) Cobertura** y, también, solamente un OR (ENELAR) manifiesta que el esquema de ADD cumple el objetivo **d) Calidad**; por otra parte, tan solo tres OR consideran que las ADD cumplen con el objetivo **e) Satisfacción de necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural**,

**5) ¿Cuáles considera que son las ventajas que ha traído la implementación del esquema de ADD?.**

Para EEP, EMCALI y ENEL el esquema de ADD no presenta ninguna ventaja.

Por otra parte, los demás OR que respondieron la encuesta, consideran que el esquema de ADD presenta las siguientes ventajas:

- Para usuarios conectados a redes de diferentes OR, localizados en la misma ADD, se iguala el valor del cargo de distribución y elimina las diferencias en el cargo de distribución en poblaciones cercanas una de otra.
- Aquellos OR excedentarios, que han ejecutado planes de inversión adecuados y han desarrollado acciones para mejorar la prestación del servicio a sus usuarios, no ven reflejado este esfuerzo, pues a sus usuarios se les cobra un cargo de distribución mayor que el valor económicamente eficiente acorde con los planes ejecutados.
- A los usuarios conectados a redes de OR deficitarios se les cobra un menor valor en la componente de distribución, con respecto al valor que se les cobraría sin esquema de ADD; también se reduce el riesgo de cartera de estos OR.
- Reduce las diferencias en el cargo de distribución que perciben los usuarios localizados en mercados concentrados y dispersos, de la misma ADD.
- Representa una medida de equidad entre usuarios urbanos y rurales de una misma ADD y contribuye a mejorar la cobertura dado que disminuye la asimetría en los valores de la componente de distribución.
- Mejora en la competitividad de los cargos de distribución
- Asigna a empresas similares un cargo de distribución balanceado y equitativo para todos los usuarios.

**6) ¿Cuáles considera que son las desventajas que ha traído la implementación del esquema de ADD?**

Para los OR entrevistados, el esquema de ADD genera las siguientes desventajas:

- Los usuarios conectados a las redes de un OR excedentario, pagan una tarifa superior a la que deberían pagar acorde con las características propias de su OR, apalancan las inversiones de los OR deficitarios e incurren en sobrecostos no imputable a ellos.
- Los comercializadores que desempeñan su actividad en mercados excedentarios, recaudan dinero que no le pertenece a los OR que atienden su mercado de comercialización, incrementando su riesgo de cartera.
- Las señales que provee el esquema de ADD no permite que los usuarios conectados a redes de OR deficitarios, perciban el costo real de sus consumos y les impide conocer los costos reales de la energía que está consumiendo, lo que les impide generar consciencia del uso racional de la energía.
- Desincentiva los planes de eficiencia energética y el desarrollo de proyectos como recursos distribuidos de energía, instalación de sistemas de almacenamiento o programas de eficiencia energética, regidos para su implementación por principios de relación costo beneficio.
- El esquema de subsidios cruzados de las ADD desdibuja el principio de solidaridad y redistribución de ingresos determinado en la Ley 142 de 1994, ya que cualquier usuario de un OR excedentario (independiente de su estrato social) subsidia a usuarios de un OR deficitario.
- El esquema de ADD limita el empoderamiento del usuario como objetivo de la Transición Energética.
- Los procesos operativos como el de conciliación y balance entre los cargos de distribución propios y lo de ADD generan reprocesos y retrasos cuando existen diferencias entre los involucrados.
- Se identifica como desventaja del esquema ADD la complejidad del esquema en el mecanismo de liquidación de ingresos.}
- También se indica que este esquema dificultaría la implementación de cargos horarios.



7) ¿Cree que el esquema de ADD es compatible con las recomendaciones de la Misión de Transformación relacionadas con tarificación horaria y respuesta a la demanda?

Opción de respuesta	EEP	DISPAC	CEDENAR	EBSA	CHEC	EMCALI	ENELAR	CEO	EE PUTUMAYO	CODENSA	ESSA	CENS	EPM	CELSIA	EDEQ	ELECTROHUILLA	ELECTROCAQUETA	Numero de OR que incluyeron la opción
Si		X	X	X	X		X		X					X	X	X		9
No	X					X		X		X	X	X	X				X	8

OR Excedentario
OR deficitariotario
Sin ADD

Dentro de los argumentos expuestos por quienes consideran que el esquema ADD no es compatible con las recomendaciones de la MTE, se encuentran los siguientes:

- Tomando en consideración las grandes diferencias entre los Dt de los OR, aun pertenecientes a la misma ADD, se considera que los cargos horarios deben independizarse para cada OR.
- La metodología para el cálculo y liquidación de ingresos se basa en un cargo monomio, por lo que la definición de cargos horarios, el desarrollo de infraestructura de medición avanzada y la instalación de medidores horarios, implicaría modificar y adecuar la regulación de las ADD, si se quisiera preservar este esquema.
- Otro aspecto en el que se considera que el esquema de ADD no armoniza con las recomendaciones de la MTE, radica en que la Misión recomienda *"cerrar de manera efectiva los espacios hoy existentes para la entrega de subsidios a personas y hogares que no lo necesitan"*, lo cual bajo el esquema de ADD está ocurriendo. Adicionalmente, conforme con lo expuesto en la anterior pregunta, el esquema ADD desincentiva las inversiones en eficiencia energética, lo que va en contravía con lo incluido en el Foco 3 de la MTE, que indica: *"es necesario centrar los esfuerzos principal y prioritariamente en conseguir que las tarifas para los usuarios de la red guíen las decisiones de los agentes distribuidos hacia la maximización de la eficiencia tanto de la operación como de la planificación del sistema eléctrico en su conjunto"*.

8) ¿El esquema de ADD ha sido objeto de estudio en su organización? y ¿Qué estudio o análisis ha realizado y cuáles han sido sus conclusiones?

Opción de respuesta	EEP	DISPAC	CEDENAR	EBSA	CHEC	EMCALI	ENELAR	CEO	EE PUTUMAYO	CODENSA	ESSA	CENS	EPM	CELSIA	EDEQ	ELECTROHUILLA	ELECTROCAQUETA	Numero de OR que incluyeron la opción
Si	X		X	X		X			X	X				X				7
No		X			X		X	X			X	X	X		X	X	X	10

OR Excedentario
OR deficitariotario
Sin ADD
X OR que anexaron estudios

La mayoría de OR, diez de diecisiete, contestaron que el tema de ADD no ha sido objeto de estudio al interior de sus empresas. Siete manifestaron que el tema si ha sido estudiado, pero tan solo tres OR, EEP, Codensa y EEP, anexaron archivos con los estudios realizados.

### Estudio de Celsia:

Celsia considera que el esquema de ADD debe ser conservado tal y como está, aunque considera que la regulación debe ajustarse para incluir cargos horarios.

El estudio de Celsia analiza el impacto en la variación del cargo de distribución propio de cada OR con relación al DtUN para las ADD Oriente, Occidente y Centro (no incluye la ADD Sur) y adicionalmente cruza la información del valor de los cargos Dt y DtUN con relación al índice de necesidades básica insatisfechas (NBI) de los departamentos o municipios localizados en las mencionadas ADD.

Para la ADD Oriente, se observa el único OR excedentario es ENEL que atiende a Bogotá y Cundinamarca, el cargo propio de este OR es aproximadamente 12% menor al valor de DtUN que se le cobra a los usuarios de dicho mercado, los ingresos promedio de Bogotá son superiores en 17% con respecto al ingreso promedio en los departamentos relacionados con esta ADD y comparativamente registra el menor índice de NBI. Los OR deficitarios son ENELAR, Celsia Mercado Tolima, EBSA y Electrohuila, con Dt superiores con relación al DtUN en aproximadamente 56%, 46%, 44% y 15%, respectivamente. Las NBI de Boyacá, Tolima y Huila, son similares y superiores a las de Bogotá/Cundinamarca, el índice de NBI de Arauca considerablemente mayor a los demás.

En la ADD Centro, los OR excedentarios son EPP, EPM y CENS que presentan Dt inferiores al DtUN que se les cobra, de aproximadamente 50% 10% y 10%, respectivamente. Los OR deficitarios son CHEC, EDEQ y ESSA con Dt inferiores con respecto a DtUN de 5%, 12% y 20% respectivamente. Los departamentos con mayores ingresos son Antioquia, Caldas y Santander, con ingresos superiores al

promedio de los departamentos de esta ADD, de 22%, 12% y 7%, respectivamente; mientras que el ingreso de Quindío y Norte de Santander es inferior al del promedio en 12% y 28% aproximadamente. El índice de NBI de los departamentos asociados con esta ADD son similares, excepto el de Norte de Santander, que es sustancialmente mayor.

En el caso de la ADD Occidente, los OR excedentarios son EMCALI y CETSA, la diferencia en el cargo de distribución (DtUN) que se les cobra a los usuarios de estos OR y su cargo propio de distribución (Dt) es del orden del 60% para EMCALI y 5% para CETSA. Los OR deficitarios son CEO, EMEE, Celsia-Mercado Valle y CEDENAR, quienes pagan cargos de distribución único (DtUN) inferiores a su cargo propio (Dt) de aproximadamente 40%, 32%, 28% y 10%, respectivamente. En general el ingreso promedio de los usuarios localizados en el Valle del Cauca, atendidos por EMCALI, Celsia-Mercado Valle y CETSA, tiene un ingreso similar y ligeramente superior al del promedio total de los usuarios de esta ADD, de tan solo 1,5% aproximadamente. El ingreso promedio de Cauca, en donde operan CEO y EMEE, es ligeramente inferior al promedio, de tan solo 0,5%, mientras que el promedio de ingresos de Nariño, cuyos usuarios son atendidos por CEDENAR, tiene el menor ingreso, inferior en aproximadamente 4% al del ingreso promedio total de los usuarios localizados en esta ADD. De los departamentos relacionados con esta ADD, el Valle del Cauca, en donde operan EMCALI, Celsia y CETSA, tiene el menor índice de NBI, seguido por el departamento del Cauca (en donde operan CEO y EMEE), mientras que el del departamento de Nariño, es sustancialmente mayor.

Se observa que en el período 2007 a 2016, durante el cual ha operado el esquema de ADD, el índice de cobertura de energía eléctrica, reportado por la UPME, aumentó 4 puntos, al pasar de 93% a 97%.

En opinión de Celsia, las diferencias en el costo de distribución no responden a señales de ineficiencia. Una de las razones que genera dicha diferencia es por la conformación empresarial derivada de la historia de las empresas distribuidoras, distinguiendo los siguientes casos: i) OR que atienden mercados urbanos concentrados en un municipio o municipios cercanos uno de otro, lo que por razones de concentración de mercado y bajos costos de AOM, resulta en un Dt bajo (EMCALI, CETSA, EEP), ii) OR que inicialmente atendían mercados netamente urbanos de ciudades capitales y posteriormente incluyeron mercados departamentales (ENEL y EPM), en este caso el alto costo de distribución de las zonas rurales se compensa por el bajo costo de distribución de los mercados urbanos, y iii) OR que atienden pequeñas ciudades y usuarios dispersos y rurales (básicamente el resto de OR), en este caso el costo de distribución es superior a los dos casos anteriores.

Celsia considera que el esquema de ADD no desincentiva el desarrollo de la red de los OR ya que la resolución CREG 015 de 2018 define los mecanismos para controlar las inversiones a través de la demostración de análisis B/C que son aprobados por la CREG; tampoco desincentiva el desarrollo de autogeneración, la cual se encuentra determinada, además de los incentivos tributarios, por la ubicación y costo del terreno, los recursos utilizados para la autogeneración y el potencial de demanda.

En opinión de Celsia, el esquema de ADD no limitan el desarrollo de cargos horarios, aunque requiere de mayores esfuerzos de cálculo, no tiene efectos negativos. Aunque la curva de carga de cada OR no es exacta con relación a la agregada de la ADD, los períodos de punta son coincidentes y por lo tanto la señal horaria de las franjas si aporta al objetivo de definir cargos definirá Cargos por Uso únicos por nivel de tensión de suministro y hora del día.

En consideración de Celsia: "el esquema de ADD ha sido muy exitoso porque le ha permitido al país mejorar los niveles de cobertura en los últimos 10 años", "Permite que a las regiones más vulnerables, con mayores niveles de pobreza y más necesidades de cobertura, se les aplique un menor cargo de distribución", "Si se elimina el esquema de ADD se originaría un incremento de las tarifas que afectaría a los habitantes de los departamentos con mayores necesidades en cobertura y pobreza", "Actualmente las ADD's tiene un efecto muy bajo (marginal) por cliente en los mercados con mejores índices de cobertura y pobreza"

### **Estudio de ENEL:**

Todos los usuarios del mercado de ENEL, de todos los niveles, pagaron en el 2021 \$150,417 millones relacionados con la aplicación de ADD Oriente, beneficiando a usuarios regulados de otros OR de esta ADD, incluyendo industriales, comerciales y residenciales de estrato 4, 5 y 6.

Para el mes de cálculo, abril de 2022, ENEL estima que la inclusión del mercado de Celsia Tolima en la ADD Oriente, causa un incremento promedio de \$12,5/kWh en el nivel de tensión 1, lo que representa un incremento en la tarifa de 5,5% y \$6,5/kWh para el nivel de tensión 2, con un incremento de 4,6%.

Contradice el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, ya que son los usuarios de cualquier sector y estrato, de las empresas excedentarias, quienes contribuyen con el pago del cargo de distribución de otros usuarios de OR deficitarias, incluyendo usuarios de estratos 4, 5 y 6, industriales y comerciales regulados.

Desfavorece la aplicación del principio de neutralidad competitiva que incentive la eficiencia del sector y contribuya al crecimiento de la industria en condiciones de igualdad.

El esquema de ADD no permite que los usuarios perciban el costo real de sus consumos, impidiendo la generación de conciencia en el uso racional de energía y desincentiva el desarrollo de proyectos de inversión en el SDL como recursos distribuidos de energía, instalación de sistemas de almacenamiento o programas de eficiencia energética, regidos para su implementación por principios de costo beneficio. Tampoco da señales correctas para la localización de usuarios diferentes a los residenciales.

### **Estudio de Empresa de Energía de Pereira:**

La tendencia de crecimiento del cargo de distribución se incrementa con la entrada en vigor de la resolución CREG 015 de 2018, debido al aumento de las inversiones de los Operadores de Red, consecuencia de esto, también se observa un incremento en el Cargo Único de Distribución (DTUN) de las ADD.

Dada la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, se incrementa la diferencia en el cargo de distribución de los OR de cada ADD debido a las necesidades de inversión que poseen las compañías con cargos más elevados con el fin de prestar un mejor servicio.

También indica que en los últimos meses se ha evidenciado que el Cargo Unitario (DTUN) de la ADD Centro es 1,4 veces el cargo propio de distribución (Dt) de la EEP, trasladando a los usuarios de Pereira un sobrecosto en la tarifa, para aliviar la tarifa de otros OR, lo que representa un aumento en el riesgo de cartera y un inconformismo de los usuarios, quienes perciben una "tarifa mucho más alta", disminuyendo la competitividad para dicho mercado.

EEP como operador del sistema eléctrico de la empresa de energía de Cartago indica que el Cargo Único de Distribución (DTUN) que pagan los usuarios de Cartago es 18% superior al cargo propio de distribución de dicho mercado (Dt).

EEP modeló el impacto que tendría excluir los mercados de Pereira y Cartago de sus respectivas ADD, sobre el DTUN de las ADD Centro y Occidente, y sobre la componente de distribución de cada uno de estos OR, obteniendo como resultado un incremento en el DTUN de las ADD Centro y Occidente de 1,3% y 0,7%, respectivamente; y reducciones en el cargo de la componente de distribución a facturar a los usuarios de Pereira y Cartago de aproximadamente 33% y 25%, respectivamente.

EEP solicita considerar la exclusión de los mercados de Pereira y Cartago de las ADD Centro y Occidente.

## **Reunión con XM**

El 25 de marzo de 2022 se llevó a cabo una reunión con XM para conocer sus opiniones y puntos de vista frente al esquema de las ADD.

### **1) En términos generales, ¿cuáles son los procesos para el cumplimiento de las funciones de XM relacionadas las ADD?**

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 058 del 2008 y sus modificaciones al LAC se le asignan varias funciones, dentro de las cuales se destacan:

#### **a) Liquidación.** El LAC deberá cumplir las siguientes funciones:

Recopilar mensualmente la información utilizada en el desarrollo de la liquidación ADD, de la siguiente manera.

Los OR que no están en el esquema de la Resolución CREG 015 del 2018 deben reportar al LAC los cargos Dt a través del formulario dispuesto por el LAC en la página web de XM.

Los OR que ya están en el esquema de la Resolución CREG 015 del 2018 el LAC debe tomar los cargos Dt, de acuerdo con los cálculos efectuados por el LAC.

Los comercializadores deben reportar al LAC los cargos CDI a través del formulario dispuesto por el LAC en la página web de XM.

El LAC consultará el SUI para recopilar la información de los reportes de la energía vendida por cada comercializador en un Mercado de Comercialización y en cada Nivel de Tensión y facturada por cada OR, por concepto de cargos por uso de su sistema, a los Comercializadores.

El LAC debe publicar la información previamente recopilada dentro de los últimos cuatro (4) días calendario del mes anterior al de aplicación. Los agentes cuentan con tres (3) días siguientes a la publicación para hacer sus respectivos comentarios.

El LAC debe publicar el cálculo del cargo DtUN y la liquidación ADD, en versión preliminar, dentro de los primeros siete (7) días calendario de cada

mes. Los agentes pueden hacer sus comentarios dentro de los dos (2) días siguientes a su publicación

El LAC debe publicar el cálculo del cargo DtUN y la liquidación ADD, en versión definitiva, dentro de los primeros catorce (14) días calendario de cada mes.

**b) Reliquidación.** El LAC deberá cumplir las siguientes funciones:

Cuando haya un cambio en las variables de Energía Facturada y/o cargos Dt el LAC deberá realizar la reliquidación de dicho mes con el fin de traer el impacto del ajuste al cálculo al DtUN de la liquidación en curso.

- Ingresos RI y RIOR

El LAC debe calcular el índice  $R_{I,a,n,m}$  para cada ADD  $a$  y los índices  $R_{IORj,a,n,m}$  para cada OR

Los índices  $R_{I,a,n,m}$  y  $R_{IORj,a,n,m}$  deben ser calculados y publicados a más tardar el décimo día hábil del mes  $m$  que corresponda, en los siguientes eventos:

- i) El primer cálculo se efectuará el segundo mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución.
- ii) En febrero y agosto de cada año.
- iii) Al segundo mes siguiente al de finalización de la transición de que trata el artículo 7 de la presente resolución. Cuando existan OR en la etapa de transición no son aplicables los cálculos de que tratan los literales anteriores.
- iv) Al segundo mes siguiente al de modificación de la conformación de una ADD existente.

En caso de que algún OR presente índices mayores que otro(s), en el mismo plazo establecido para el cálculo y publicación de los índices, el LAC deberá efectuar la liquidación y establecer los valores que deban ser trasladados entre los OR respectivos, de tal manera que todos los OR de una misma ADD cuenten con el mismo índice  $R_{IORj,a,n,m}$  que a su vez deben ser iguales al  $R_{I,a,n,m}$ .

En el mismo plazo establecido para establecer los valores a ser trasladados, el LAC deberá publicar las memorias de cálculo.

El LAC deberá garantizar que todos los OR de una misma ADD cuenten con el mismo índice  $R_{IORj,a,n,m}$  que a su vez deben ser iguales al  $R_{I,a,n,m}$ . Los OR tendrán un plazo

de cinco (5) días hábiles, siguientes al de la publicación de la información del LAC, para trasladar los valores correspondientes.

**2) ¿Cuántas personas de XM intervienen al o largo de todos los procesos relacionados con las ADD?. ¿Consideran adecuado este número de personas?**

Teniendo en cuenta todo el flujo del proceso, es decir, desde el cálculo de los cargos Dt hasta la emisión de las diferentes publicaciones relacionadas con la liquidación ADD, intervienen un total de 7 personas. Se considera adecuado el número de personas

**3) ¿Programan capacitaciones permanentes a las personas de XM responsables de los procesos de ADD? ¿Y a los agentes responsables de la entrega de información?**

El plan de capacitación que se realiza al interior de la organización cuenta con un entrenamiento completo basado en el conocimiento regulatorio, adicionalmente las personas encargadas del proceso de ADD están constantemente realizando las diferentes ejecuciones lo que facilita la capacitación constante. De cara a los agentes se cuenta con un esquema de capacitación a agentes anual en el cual se refuerzan los temas relacionados con el LAC

**4) ¿Consideran que los agentes relacionados con el proceso de reporte de información a XM tienen claros todos los procesos para el reporte de información y liquidación de ADD?**

Se considera que los agentes tienen claros los procesos, sin embargo, se detectan dificultades principalmente cuando existe cambio de personal encargado del proceso en por parte de los agentes. De acuerdo con lo anterior XM brinda un plan de capacitación anual a los agentes, espacio ideal para que se puedan capacitar tanto el nuevo personal como al antiguo.

**5) ¿Considera que es clara, oportuna, confiable y completa la información que le suministran a XM para el cumplimiento de las funciones relacionadas con las ADD, tanto de los OR, comercializadores y SUI?**

La información recibida por el LAC para efectos de las ejecuciones de la liquidación ADD se encuentran bien estructuradas, por lo tanto, la información es clara para el desarrollo de las funciones.

**6) ¿Se presentan reprocesos en los ciclos de reporte de información entregada por los agentes? ¿Es frecuente o esporádica?**



Se han reportado de manera esporádica reprocesos relacionados con cambios de información de energía en el SUI. El reporte de información es un proceso que no está exento de errores, ante esta posibilidad la Resolución CREG 058 del 2008 plantea varias instancias de publicación en las cuales los agentes tienen posibilidad de realizar sus respectivas validaciones y comentarios, adicionalmente plantea validaciones en caso de superar algunas validaciones atípicas. Los reprocesos por esta causal son esporádicos.

**7) ¿Los plazos definidos en los ciclos de captura, revisión y correcciones de información se cumplen? ¿Son adecuados? ¿Es frecuente que reciban solicitudes de ampliación de plazos?**

Se considera que son adecuados los plazos y no es frecuente solicitudes de ampliaciones de plazo a los mismos.

**8) ¿Han detectado alguna dificultad u obstáculos para el desarrollo de los procesos relacionados con las ADD?**

No se han identificado obstáculos para el desarrollo de estos procesos.

**9) ¿Consideran que las actividades relacionadas con el proceso de liquidación de ingresos reconocidos a los OR son claras para todos los interesados?**

Desde XM se da cumplimiento a lo establecido en la normatividad y no son recurrentes preguntas acerca de estos procesos.

**10) ¿La curva de aprendizaje ha contribuido a desarrollar procesos de verificación de información para la liquidación de ingresos a los OR?**

Se cuentan con controles de proceso que permiten revisar los cálculos previos a la publicación y verificación por parte de los agentes. Si, XM en su calidad de LAC realiza validaciones de la información desde la fuente con el fin de detectar desviaciones que se puedan deber a errores en el reporte o captura de información.

**11) ¿Son frecuentes o esporádicas las reclamaciones al proceso de liquidación de ingresos de los OR?**

Los reclamos sobre la liquidación ADD son esporádicos.

**12) ¿Es posible que se presente el caso de OR a los que se calcule un Dt y que no tenga energía facturada? ¿Por qué se podría presentar esta situación?**

Si, podría presentarse que el OR tenga activos en determinado nivel de tensión, sin embargo, no cuenta con usuarios en ese mismo nivel.

**13) ¿Qué retos identifican para realizar los cálculos relacionados con ADD de forma horaria?**

Se debe determinar y compatibilizar la metodología de cálculos de la Resolución 015 con la Res 058 para calcular los cargos para cada una de las 24 horas del día, así mismo establecer las fuentes de información para obtener las energías facturadas a nivel horario, entendiendo que actualmente el reporte es mensual y establecer las fórmulas para realizar la liquidación a nivel horaria.

**14) ¿Cuál es la opinión general de XM frente al mecanismo de las ADD?**

XM cumple con los mecanismos de liquidación establecidos en la resolución.

**15) ¿Cuál es la opinión general de XM frente a las funciones y tareas que la regulación le ha asignado?**

XM hace cumplimiento de las disposiciones establecidas en la resolución.

**16) ¿Consideran que el proceso de ADD está adecuadamente definido?**

En términos generales, se considera que el proceso está bien definido, sin embargo, se ha detectado una posibilidad de mejora en el proceso de reliquidación ADD.

**17) ¿Qué comentarios, observaciones, recomendaciones o sugerencias tienen frente a la regulación y procesos relacionados con las ADD? ¿Han contemplado algunas alternativas para mejorar el esquema de ADD? Por favor mencionenlas**

Se ha planteado la posibilidad de modificar el mecanismo con el que se desarrollan las reliquidaciones ADD, se adjunta la comunicación enviada a la CREG y su respectiva respuesta Cabe resaltar que actualmente estamos revisando al interior de XM la respuesta recibida por parte de la CREG.

**18) ¿Cómo ven la continuidad del esquema ADD en el futuro?**

Depende de las políticas que se vaya a tomar para la liquidación de los cargos Dt, actualmente los cargos se encuentran unificados y liquidados a través del esquema de ADDs

## 13 ANEXO 3 – DESCRIPCIÓN DE INDICADORES

### FICHA INDICADOR N° 1

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Participación de la Dt o Dtun (según sea el caso) aplicada al usuario en el CU</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Equidad
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide la similitud entre mercados de una misma ADD respecto a la proporción que representa la D sobre el CU</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Coficiente de dispersión [%]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
<i><math>[Dt \text{ o } Dtun \text{ aplicado al usuario del } OR\_n] / [CU \text{ del } OR\_n]</math></i>
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>XM, SSPD</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño “MALO”</b>
<i>&gt; 10 %</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño “MALO”</b>
<i>El cargo de Distribución no es proporcional entre un mercado y otro dentro de la misma ADD</i>

### FICHA INDICADOR N° 2

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Volatilidad año a año del Dtun y Dt</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Equidad
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide los niveles de variación anuales del Dtun y Dt por OR en cada ADD</i>

<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Coficiente de dispersión [%]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
$[Dtun_t - Dtun_{t-1}] / [Dtun_{t-1}]$ y $[Dt_t(ORn) - Dt_{t-1}(ORn)] / [Dt_{t-1}(ORn)]$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>XM</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; inflación anual</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>El cargo Dtun y Dt tienen un comportamiento volátil ; el Dtun beneficia a ciertos mercados por atenuar la volatilidad.</i>

### FICHA INDICADOR N° 3

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Efecto real del Dtun</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
<i>Equidad</i>
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Determina si existe un beneficio real para el OR comparando el Dt con el Dtun de su ADD</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Coficiente de dispersión [%]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
$[Dt_{(ORn)} - Dtun(ADD_{ORn})] / [Dtun(ADD_{ORn})]$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>XM</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; +-30 %</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>Se vislumbra inequidad entre los OR pertenecientes a una misma ADD</i>

#### FICHA INDICADOR N° 4

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Brecha de subsidios originada por el esquema de ADDs</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Equidad
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Establece el comportamiento de los subsidios dirigidos al esquema de ADDs a través del tiempo</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos [\\$]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
$\sum_{n=1}^{ORn} [Dt_{(ORn)}_{año_t} - Dt_{un(ADD_{ORn})_{año_t}}] * \text{Energía facturada asociada a subsidios } (ORn)_{año_t}$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SSPD -SUI-DEE</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; 0</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>Se advierte la formación de déficit de recursos ocasionados por el esquema de ADDs</i>

#### FICHA INDICADOR N° 5

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Brecha de contribuciones originada por el esquema de ADDs</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Equidad
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Establece el comportamiento de las contribuciones dirigidas al esquema de ADDs a través del tiempo</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos [\\$]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>

$\sum_{n=1} \text{ a ORn de } [Dt_{(ORn)}_{\text{año}_t} - Dt_{un(ADD\_ORn)}_{\text{año}_t}] * \text{ Energía facturada asociada a contribuciones } (ORn)_{\text{año}_t}$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SSPD -SUI-DEE</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&lt; 0</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>Se advierte la formación de superavit de recursos ocasionados por el esquema de ADDs</i>

#### FICHA INDICADOR N° 6

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Balance entre usuarios subsidiados (excedentarios vs deficitarios) dentro de una ADD</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
<i>Equidad</i>
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Establece si los aportes de usuarios de estrato 1, 2 y 3 de los mercados excedentarios logran cubrir lo requerido en los mercados deficitarios para estos mismos usuarios</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos [\$]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
$\sum_{n=1} \text{ a ORn de } [Dt_{(ORn)}_{\text{año}_t} - Dt_{un(ADD\_ORn)}_{\text{año}_t}] * \text{ Energía facturada asociada a usuarios E1, E2 y E3 } (ORn)_{\text{año}_t}$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SSPD -SUI-DEE</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&lt; 0</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>Se advierte que los ingresos recaudados de estratos 1, 2 y 3 de los mercados excedentarios, están siendo destinados a otro tipo de usuarios (estratos 5,6, comerciales, etc)</i>

### FICHA INDICADOR N°7

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Impacto en el CU del esquema de ADDs</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Equidad
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide la paridad en el CU de mercados en una misma ADD bajo los efectos del Dtun</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Diferencia porcentual [%]</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
$[CU(Dtun)-CU(Dt)]/CU(Dtun)$
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>XM-LAC</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; 20 %</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>El Dtun no implica una paridad en el CU aplicado al usuario frente a su propio Dt</i>

### FICHA INDICADOR N° 8

<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Representación de la calidad 1 sobre el componente D</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
Eficiencia
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide la relación entre el cargo Dt del OR y su índice de calidad SAIDI en un año</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos por tiempo de interrupción [\$/horas interrumpidas] + Dispersión</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>

<i>Dt / SAIDI (por OR)</i>
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SUI</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; ¿?</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>No hay similaridad en como los cargos de D de los OR reflejan calidad en el servicio considerando el tiempo de interrupciones promedio anuales</i>

#### FICHA INDICADOR N° 9

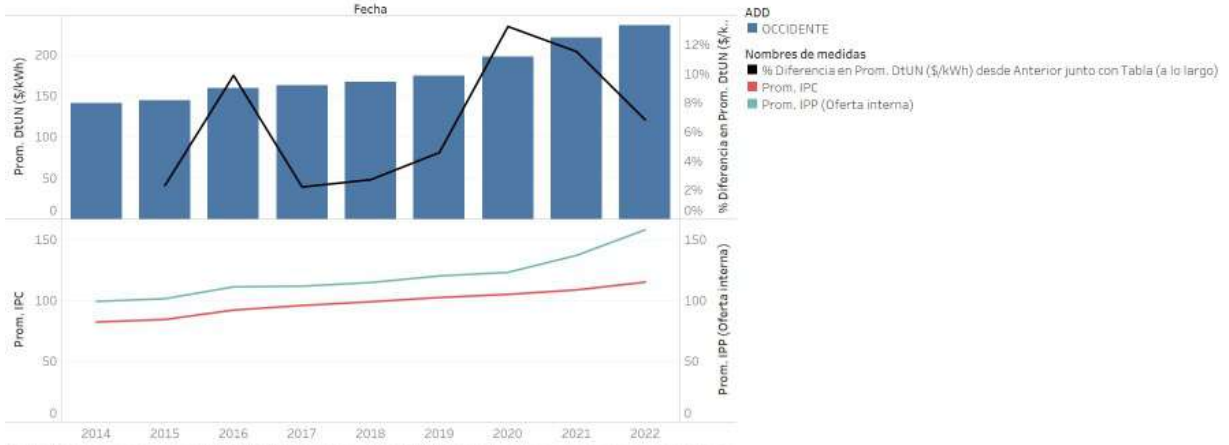
<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Representación de la calidad 2 sobre el componente D</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
<i>Eficiencia</i>
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide la relación entre el cargo Dt del OR y su índice de calidad SAIFI en un año</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos por frecuencia de interrupciones [\$/veces interrumpidas] + dispersión</i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
<i>Dt/SAIFI</i>
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SUI</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; ¿?</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>No hay similaridad en como los cargos de D de los OR reflejan calidad en el servicio considerando la frecuencia de cada interrupción promedio</i>



**FICHA INDICADOR N° 10**

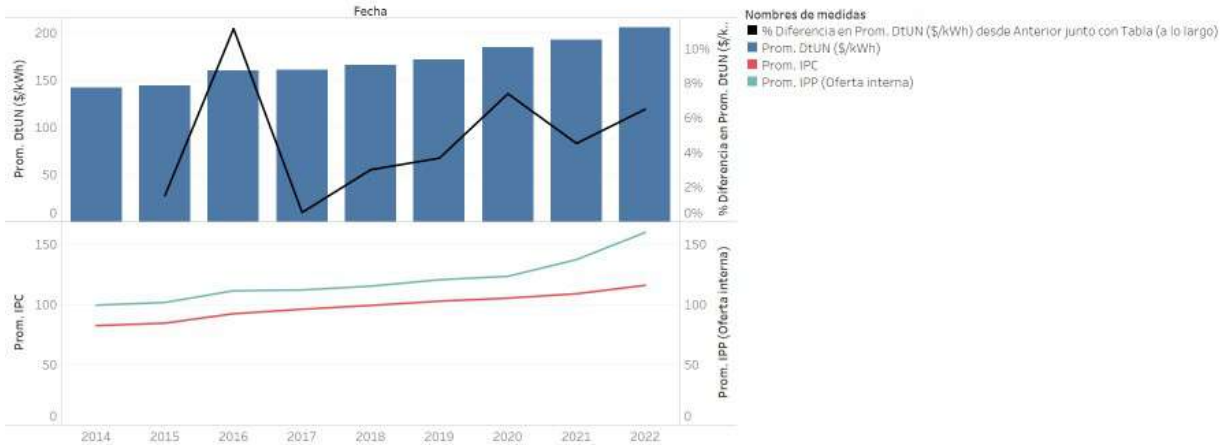
<b>Nombre del Indicador</b>
<i>Relación de la diferencia (Dt-Dtun) respecto a la escala de su mercado</i>
<b>Objetivo o Principio de las ADDs que mapea</b>
<i>Eficiencia</i>
<b>Objetivo del indicador (lo que mide o indica)</b>
<i>Mide la relación de la diferencia Dt menos Dtun del OR y la energía facturada</i>
<b>Métrica o unidades de medida</b>
<i>Pesos-kilovatio hora por energía [(\$/kWh)/kWh] *1x10<sup>9</sup></i>
<b>Fórmula del KPI base</b>
<i>(\$/kWh) / Energía facturada anual</i>
<b>Frecuencia de medición del indicador</b>
<i>Anual</i>
<b>Fuente de información para obtener la métrica</b>
<i>SUI</i>
<b>Tipo de indicador</b>
<i>Cuantitativo</i>
<b>Umbral para considerar un desempeño "MALO"</b>
<i>&gt; 10</i>
<b>Conclusión en caso de tener un desempeño "MALO"</b>
<i>La diferencia del Dt vs el Dtun es grande para la escala de su mercado y los usuarios pagan un valor mayor por cada kWh en el mercado.</i>

### Variación DtUN-OCCIDENTE-Nivel 1



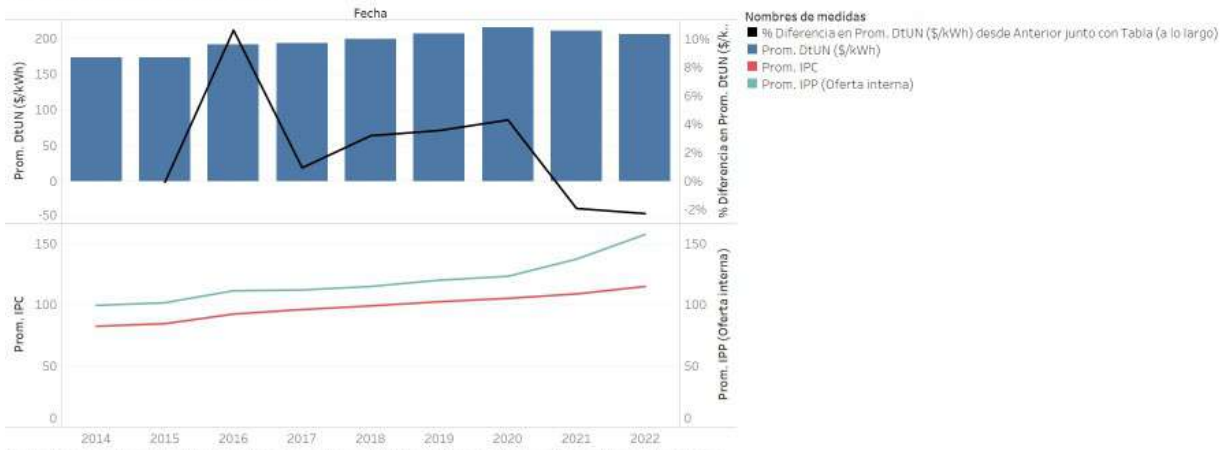
Las tendencias de promedio de DtUN (\$/kWh), % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna) para Fecha año. Para el panel Promedio de IPC: El color muestra detalles acerca de % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Para el panel Promedio de IPP (Oferta interna): El color muestra detalles acerca de % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Para el panel Promedio de DtUN (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de ADD. Para el panel % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Los datos se filtran en Nivel, lo que conserva Nivel 1. La vista se filtra en ADD, lo que conserva OCCIDENTE.

### Variación DtUN-ORIENTE-Nivel 1



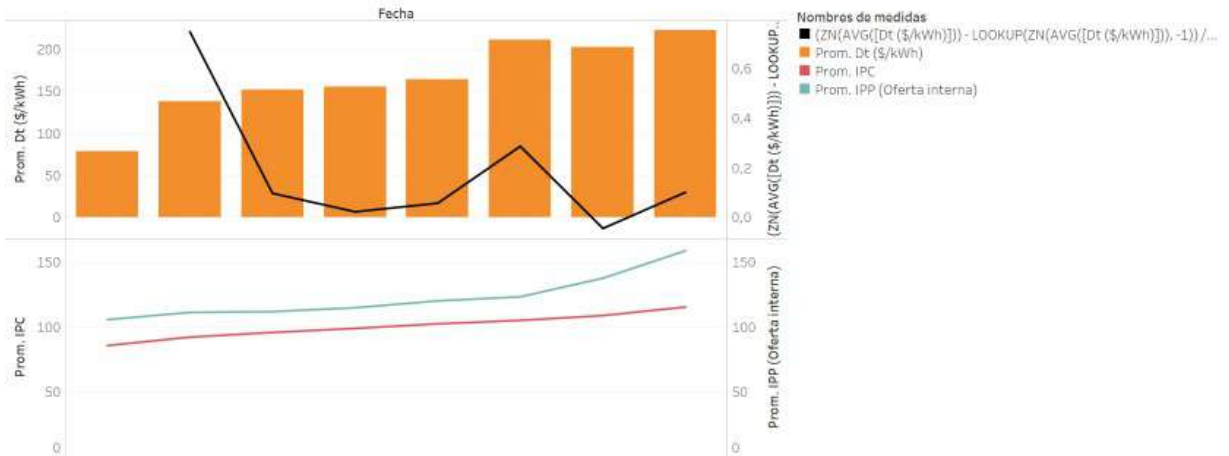
Las tendencias de Prom. DtUN (\$/kWh), % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna) para Fecha año. El color muestra detalles acerca de Prom. DtUN (\$/kWh), % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Los datos se filtran en ADD y Nivel. El filtro ADD conserva ORIENTE. El filtro Nivel conserva Nivel 1.

### Variación DtUN-SUR-Nivel 1



Las tendencias de Prom. DtUN (\$/kWh), % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna) para Fecha año. El color muestra detalles acerca de Prom. DtUN (\$/kWh), % Diferencia en Prom. DtUN (\$/kWh) desde Anterior junto con Tabla (a lo largo), Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Los datos se filtran en ADD y Nivel. El filtro ADD conserva SUR. El filtro Nivel conserva Nivel 1.

### Variación Dt- SIN ADD-SIN ADD-Nivel 1

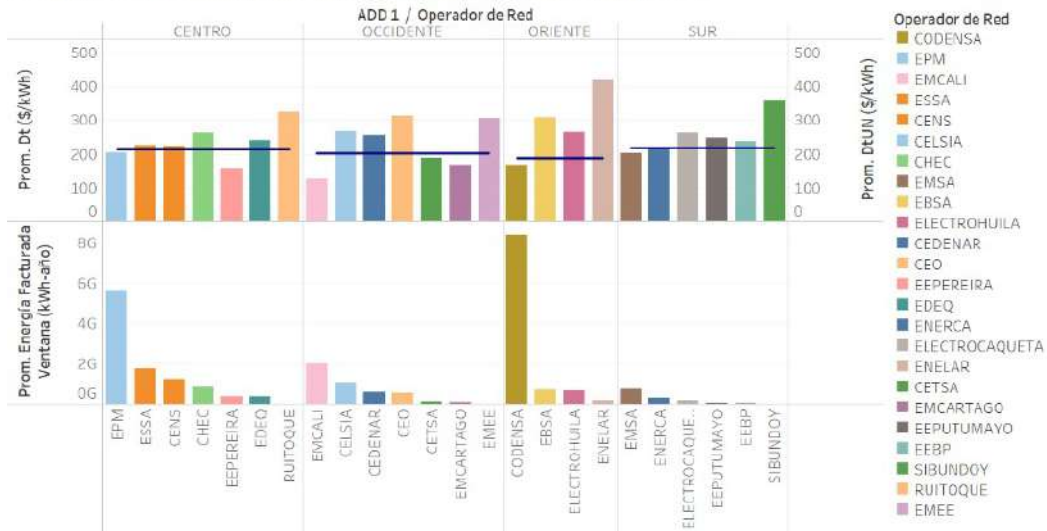


Las tendencias de Prom. Dt (\$/kWh),  $(ZN(AVG([Dt ($/kWh)])) - LOOKUP(ZN(AVG([Dt ($/kWh)])), -1)) / ...$ , Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna) para Fecha año. El color muestra detalles acerca de Prom. Dt (\$/kWh),  $(ZN(AVG([Dt ($/kWh)])) - LOOKUP(ZN(AVG([Dt ($/kWh)])), -1)) / ...$ , Prom. IPC y Prom. IPP (Oferta interna). Los datos se filtran en ADD y Nivel. El filtro ADD conserva SIN ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 1.

## Variación del DtUN por ADD

### 13.1.1 Nivel I

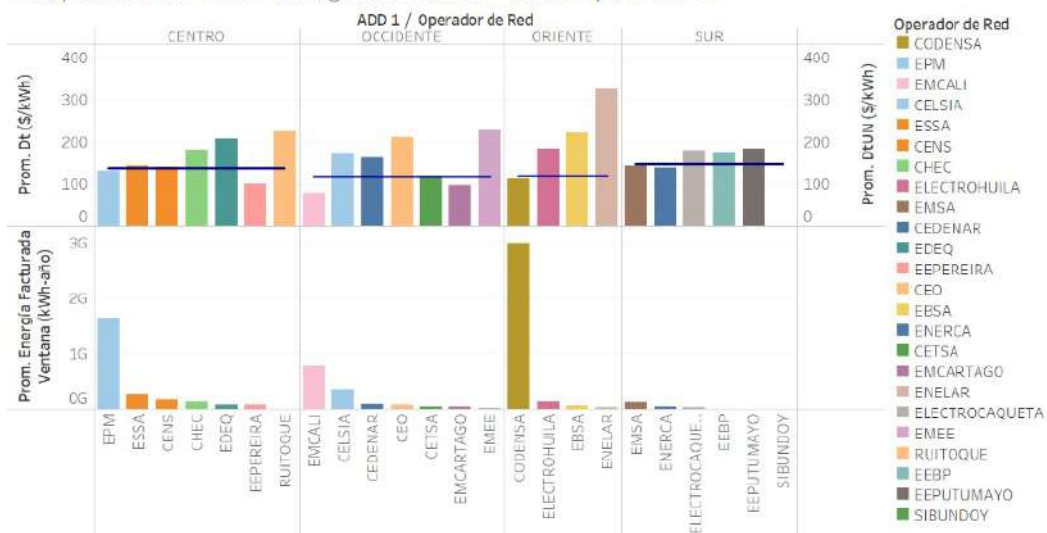
Comparación Dt-DtUN-Energía Facturada - Nivel 1 para 2020



Las tendencias de promedio de Dt (\$/kWh), promedio de DtUN (\$/kWh) y promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año) para Operador de Red desglosadas por ADD 1 en la página 2020. Para el panel Promedio de Dt (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Para el panel Promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Los datos se filtran en Nivel y ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 1. El filtro ADD excluye SIN ADD. La vista se filtra en ADD 1, lo que conserva CENTRO, OCCIDENTE, ORIENTE y SUR.

### 13.1.2 Nivel II

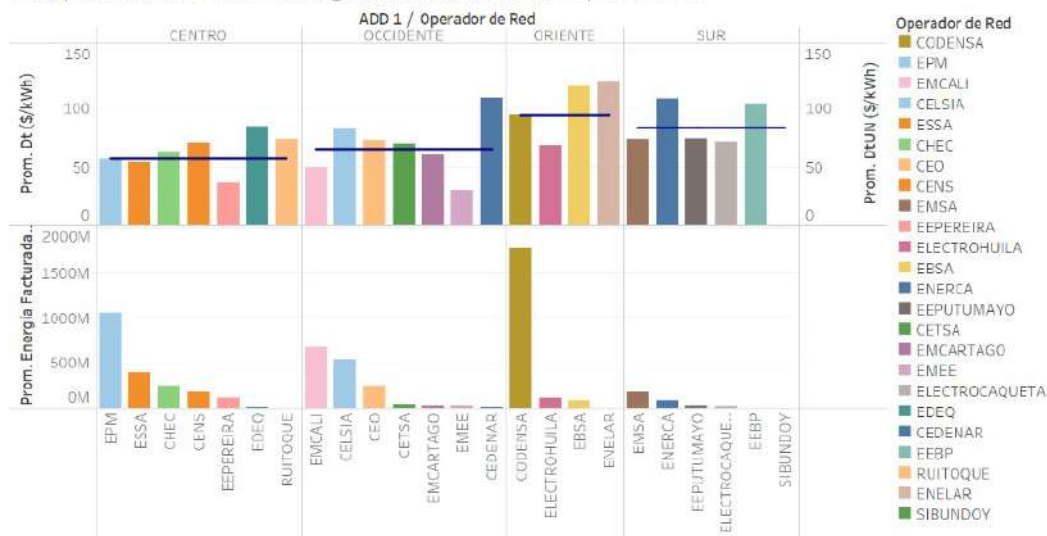
Comparación Dt-DtUN-Energía Facturada - Nivel 2 para 2020



Las tendencias de promedio de Dt (\$/kWh), promedio de DtUN (\$/kWh) y promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año) para Operador de Red desglosadas por ADD 1 en la página 2020. Para el panel Promedio de Dt (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Para el panel Promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Los datos se filtran en Nivel y ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 2. El filtro ADD excluye SIN ADD. La vista se filtra en ADD 1, lo que conserva CENTRO, OCCIDENTE, ORIENTE y SUR.

### 13.1.3 Nivel III

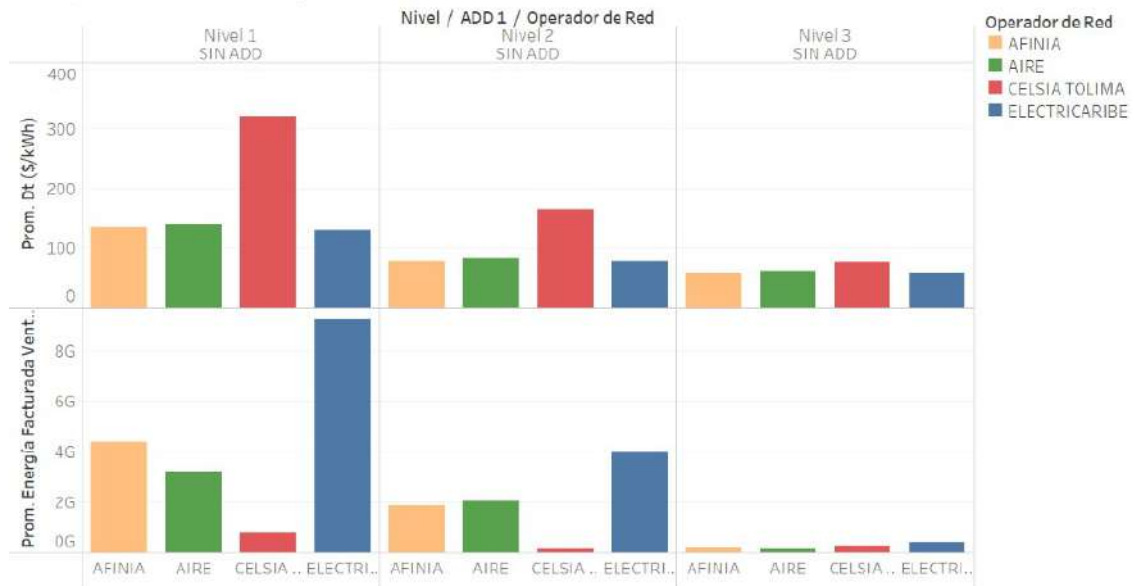
Comparación Dt-DtUN-Energía Facturada- Nivel 3 para 2020



Las tendencias de promedio de Dt (\$/kWh), promedio de DtUN (\$/kWh) y promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año) para Operador de Red desglosadas por ADD 1 en la página 2020. Para el panel Promedio de Dt (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Para el panel Promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Los datos se filtran en Nivel y ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 3. El filtro ADD excluye SIN ADD. La vista se filtra en ADD 1, lo que conserva CENTRO, OCCIDENTE, ORIENTE y SUR.

### 13.1.4 Sin ADD todos los niveles

Comparación Dt--Energía Facturada- 2020

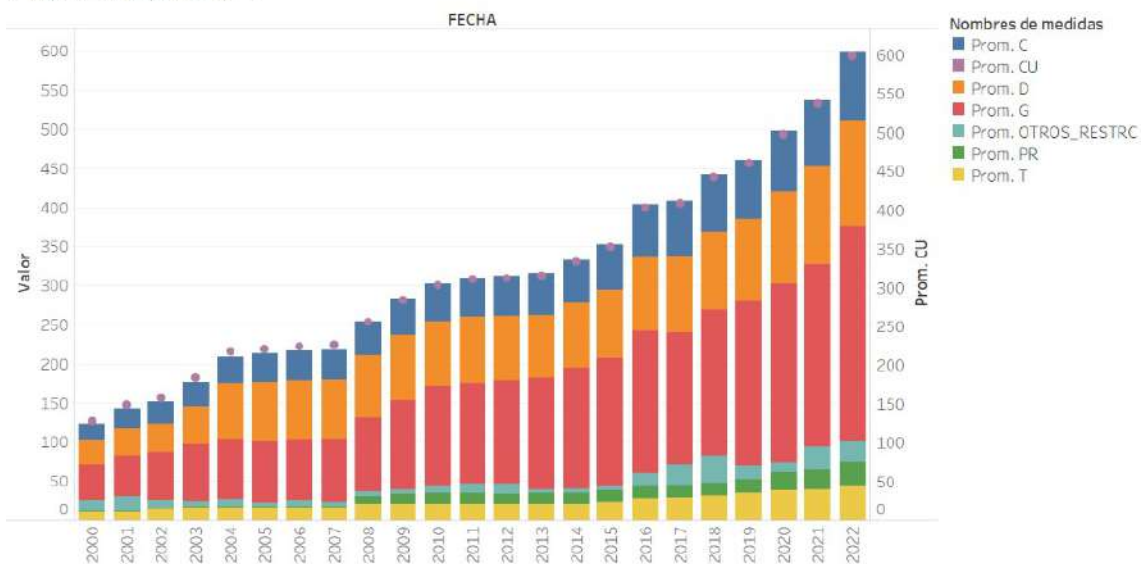


Promedio de Dt (\$/kWh) y promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año) para cada Operador de Red desglosado por en la página 2020. El color muestra detalles acerca de Operador de Red.

## Variación del CU

### 13.1.5 CU componentes

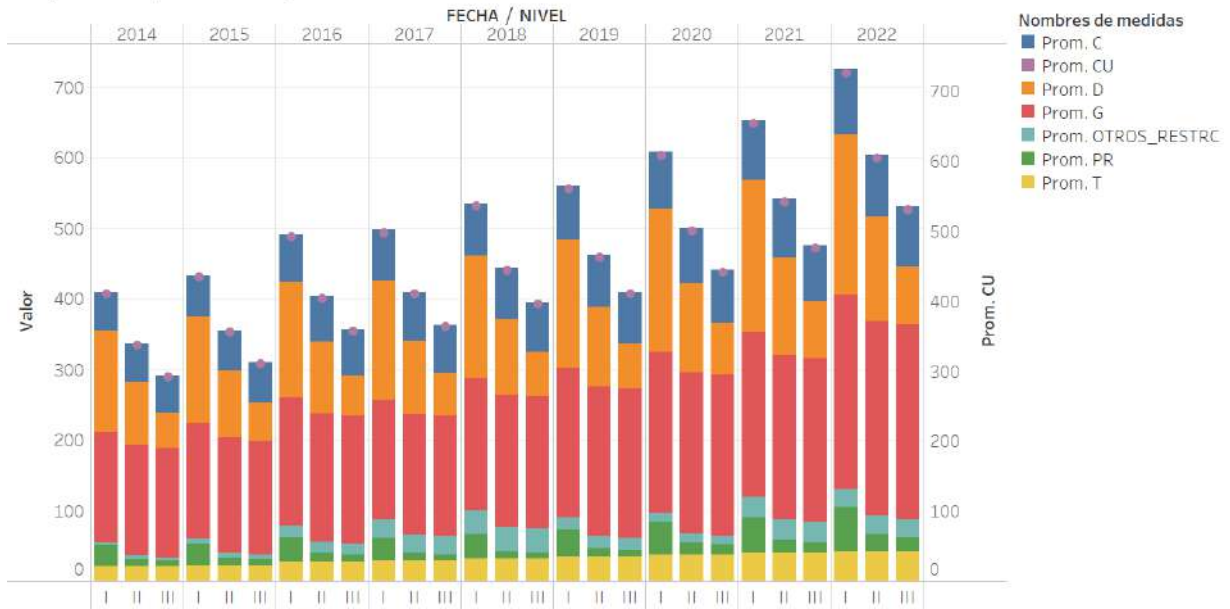
CU por componentes



Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T, Prom. CU y Prom. CU para cada FECHA año. El color muestra detalles acerca de Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T y Prom. CU. La vista se filtra en FECHA año, lo que tiene múltiples miembros seleccionados.

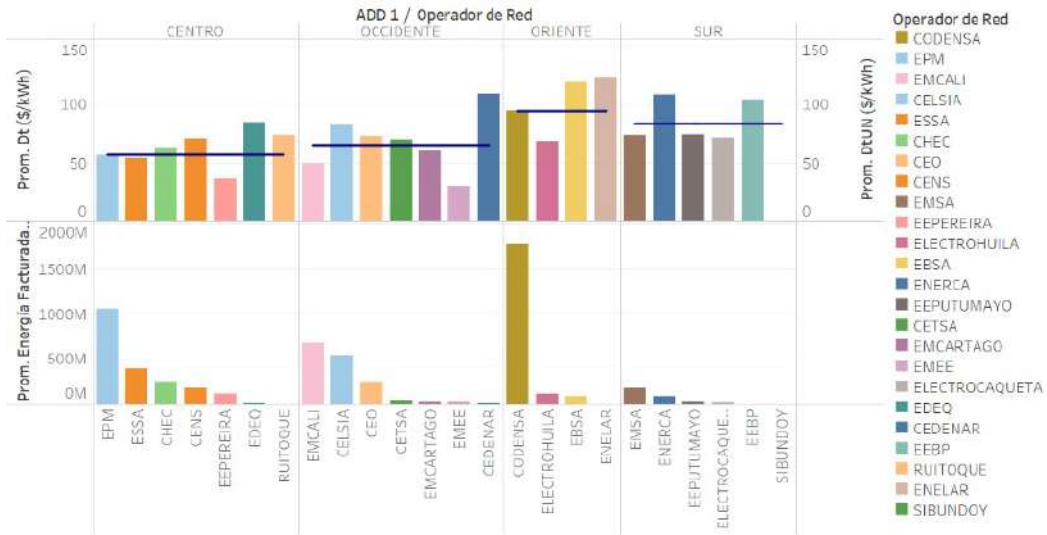
### 13.1.6 CU por componentes y Niveles

Cu por componentes y Nivel



Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T, Prom. CU y Prom. CU para cada NIVEL desglosado por FECHA año. El color muestra detalles acerca de Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T y Prom. CU. La vista se filtra en FECHA año y NIVEL. El filtro FECHA año conserva 9 miembros. El filtro NIVEL conserva I, II y III.

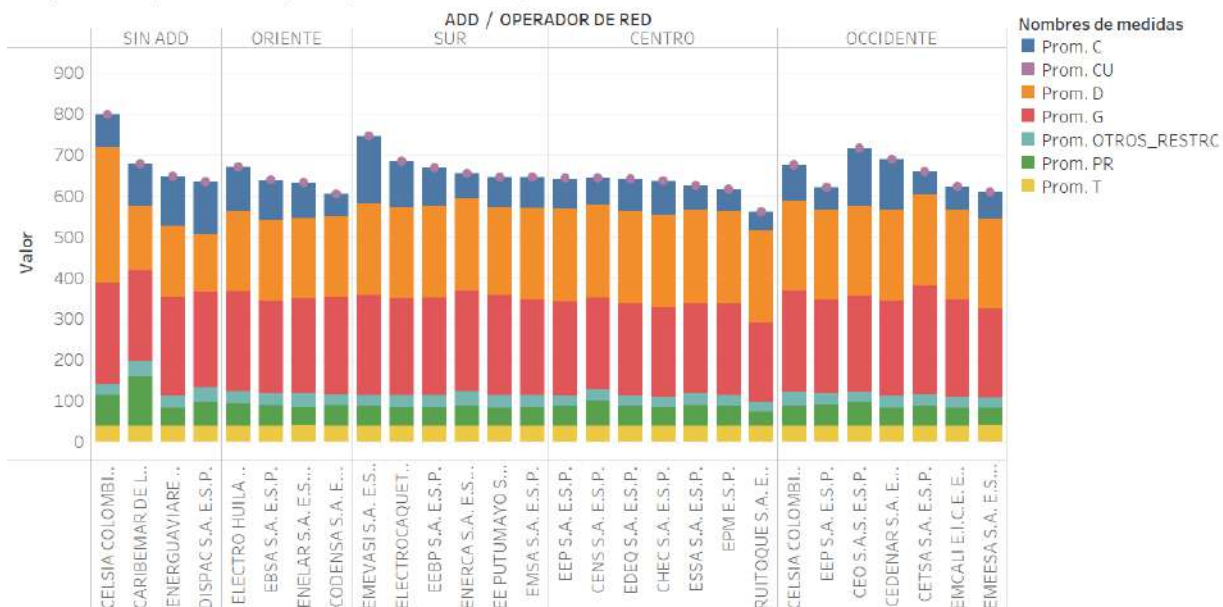
Comparación Dt-DtUN-Energía Facturada- Nivel 3 para 2020



Las tendencias de promedio de Dt (\$/kWh), promedio de DtUN (\$/kWh) y promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año) para Operador de Red desglosadas por ADD 1 en la página 2020. Para el panel Promedio de Dt (\$/kWh): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Para el panel Promedio de Energía Facturada Ventana (kWh-año): El color muestra detalles acerca de Operador de Red. Los datos se filtran en Nivel y ADD. El filtro Nivel conserva Nivel 3. El filtro ADD excluye SIN ADD. La vista se filtra en ADD 1, lo que conserva CENTRO, OCCIDENTE, ORIENTE y SUR.

### 13.1.7 CU por componente y OR para un periodo

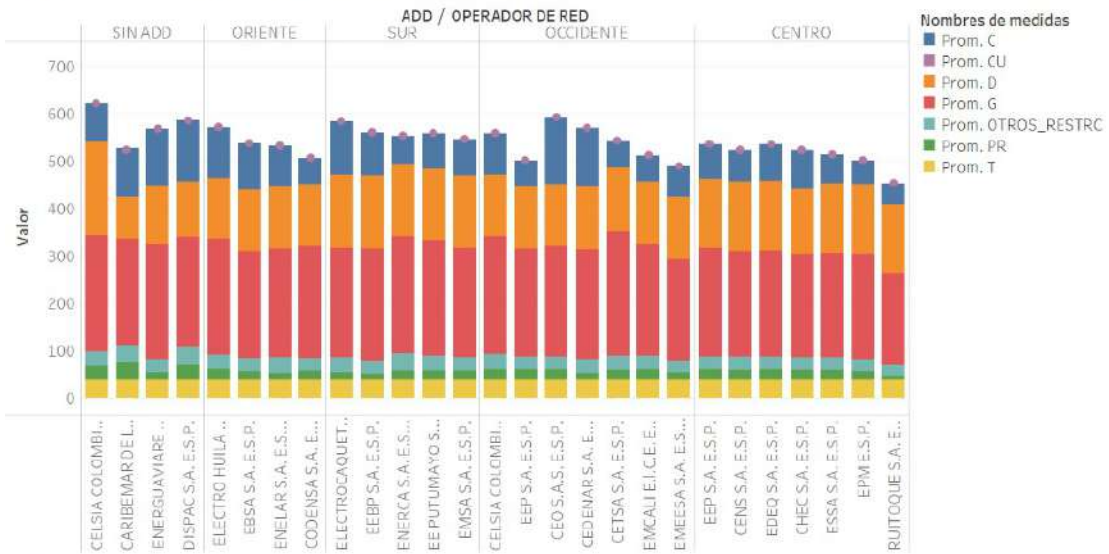
Cu por componentes y OR para Nivel -I para 2021



Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T, Prom. CU y Prom. CU para cada OPERADOR DE RED desglosado por ADD en la página 2021. El color muestra detalles acerca de Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T y Prom. CU. Los datos se filtran en NIVEL, lo que conserva I. La vista se filtra en FECHA año, lo que tiene múltiples miembros seleccionados.

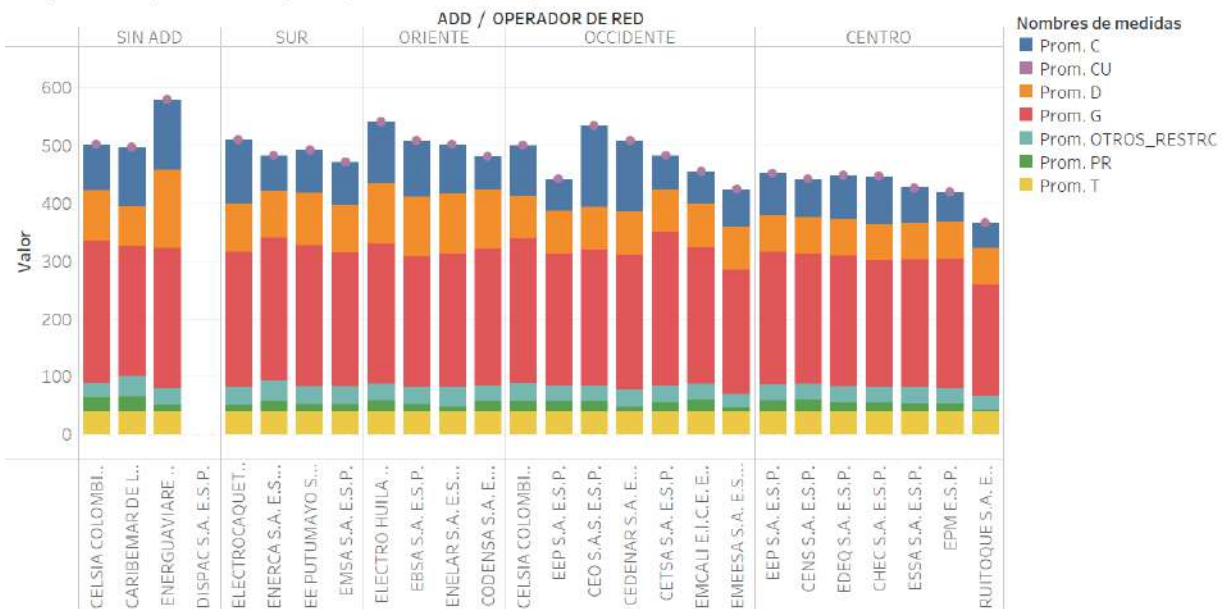


### Cu por componentes y OR para Nivel -II para 2021



Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T, Prom. CU y Prom. CU para cada OPERADOR DE RED desglosado por ADD en la página 2021. El color muestra detalles acerca de Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T y Prom. CU. Los datos se filtran en NIVEL, lo que conserva II. La vista se filtra en FECHA año, lo que tiene múltiples miembros seleccionados.

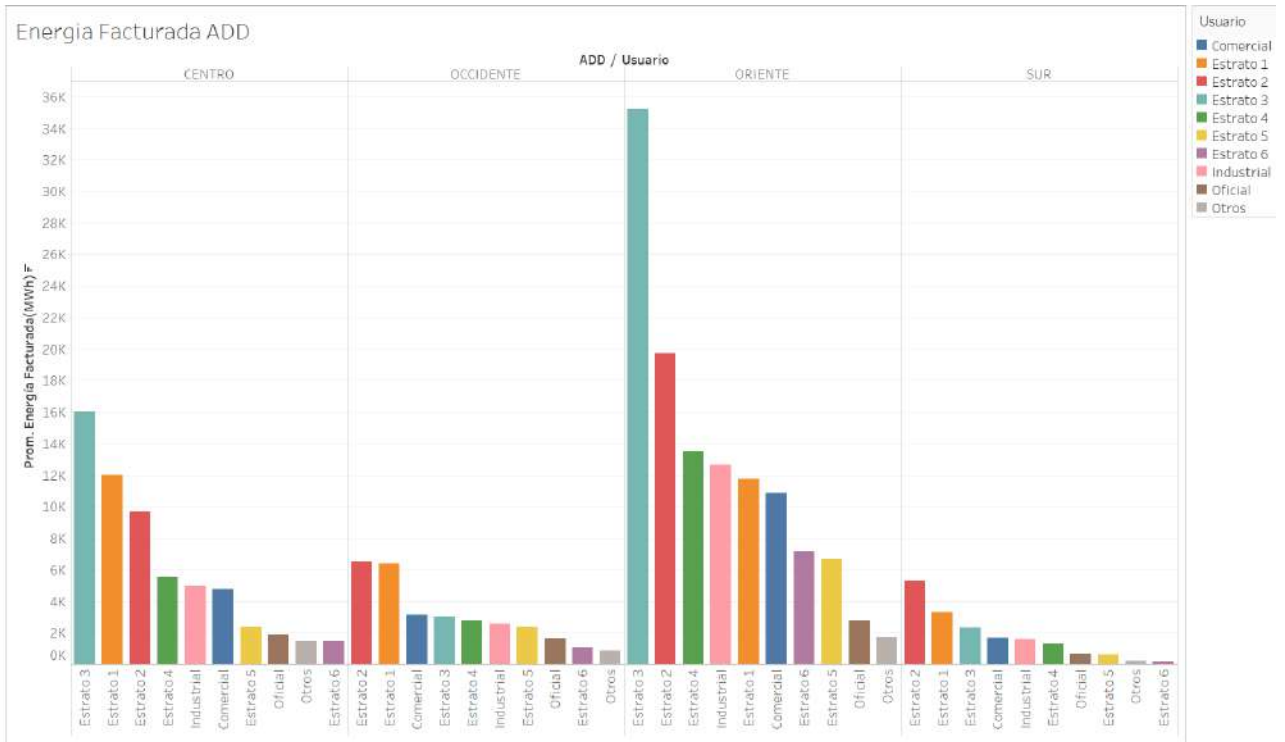
### Cu por componentes y OR para Nivel -III para 2021



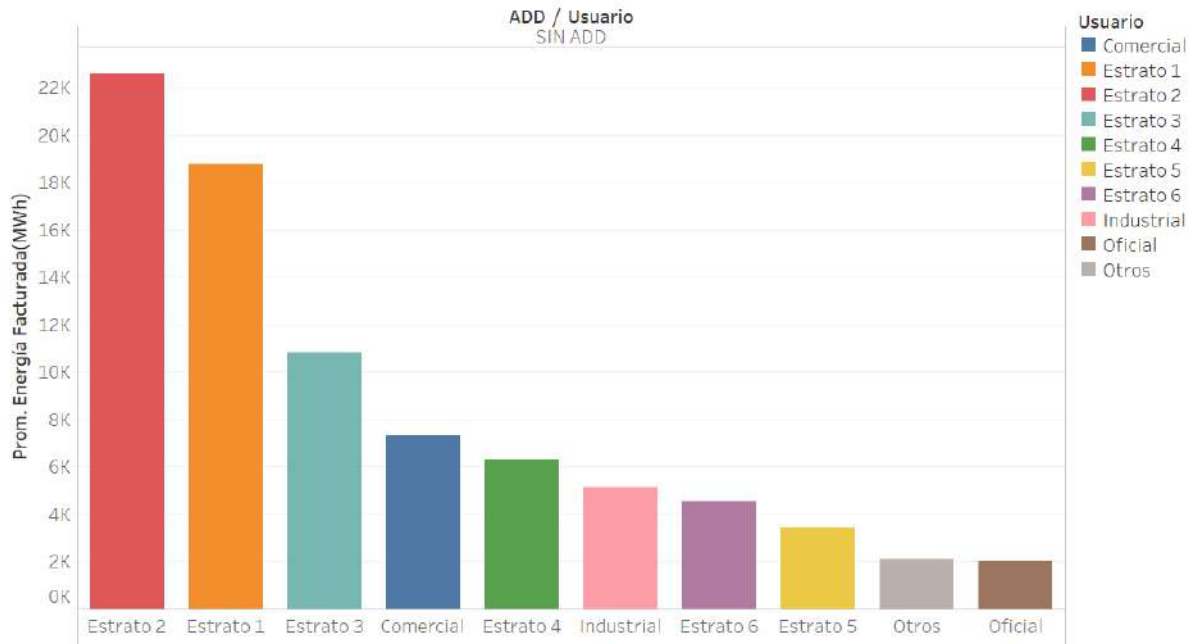
Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T, Prom. CU y Prom. CU para cada OPERADOR DE RED desglosado por ADD en la página 2021. El color muestra detalles acerca de Prom. C, Prom. D, Prom. G, Prom. OTROS\_RESTRC, Prom. PR, Prom. T y Prom. CU. Los datos se filtran en NIVEL, lo que conserva III. La vista se filtra en FECHA año, lo que tiene múltiples miembros seleccionados.

## Suscriptores referencia Diciembre de 2021

### 13.1.8 Energía facturada por tipo de Usuario

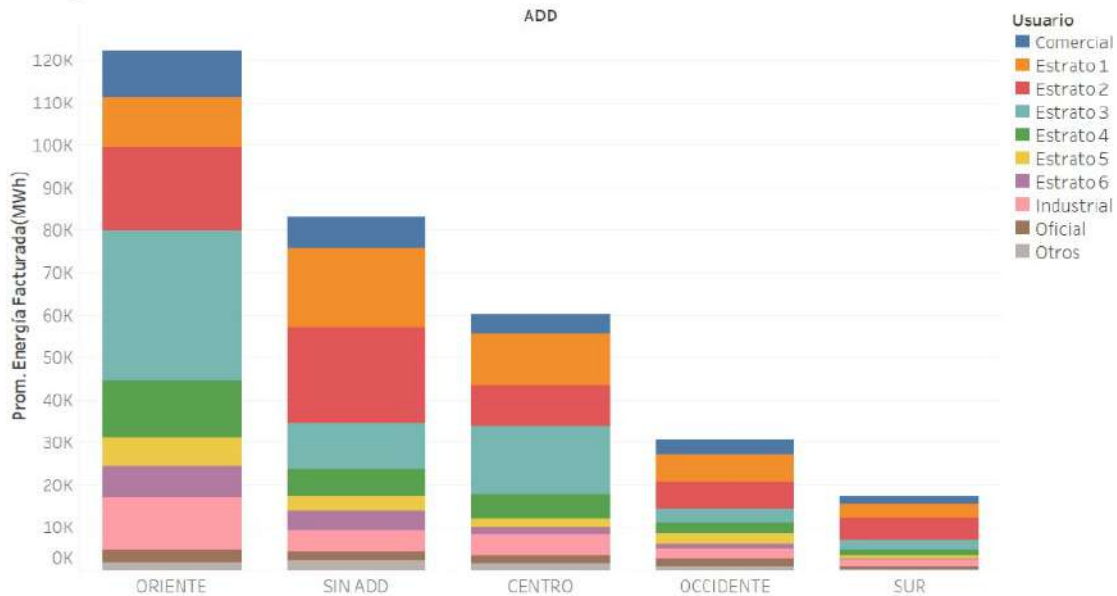


### SIN ADD



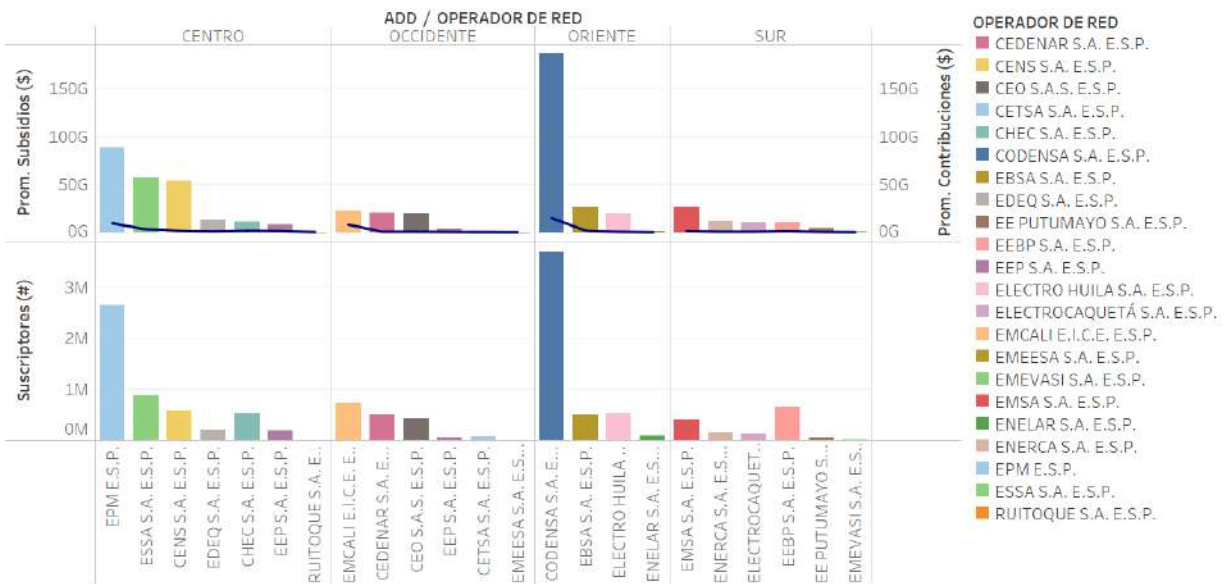
Promedio de Energía Facturada(MWh) para cada Usuario desglosado por ADD. El color muestra detalles acerca de Usuario. La vista se filtra en ADD, lo que conserva SIN ADD.

## Energía Facturada Barra



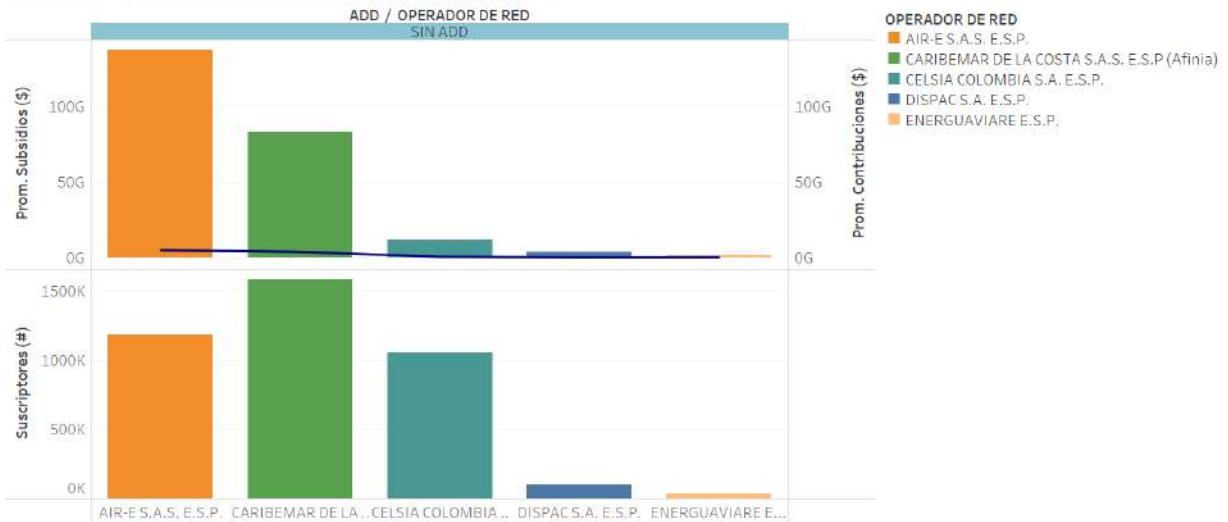
## 13.1.9 Subsidios y Contribuciones

### Subsidio-contribuciones y Suscriptores ADD



Las tendencias de promedio de Subsidios (\$), promedio de Contribuciones (\$) y suma de Suscriptores (#) para OPERADOR DE RED desglosados por ADD. Para el panel Promedio de Subsidios (\$): El color muestra detalles acerca de OPERADOR DE RED. Para el panel Suma de Suscriptores (#): El color muestra detalles acerca de OPERADOR DE RED.

## Subsidio-contribuciones y Suscriptores SIN ADD



Las tendencias de promedio de Subsidios (\$), promedio de Contribuciones (\$) y suma de Suscriptores (#) para OPERADOR DE RED desglosados por ADD. Para el panel Promedio de Subsidios (\$): El color muestra detalles acerca de OPERADOR DE RED. Para el panel Suma de Suscriptores (#): El color muestra detalles acerca de OPERADOR DE RED. La vista se filtra en ADD, lo que conserva SIN ADD.

Se presentan los resultados sobre las tarifas, Cargos Únicos de Distribución y Energía facturada por los OR y posteriormente se analizan dichos resultados.

## Valor DTUN para ADD definidas y valor Cargos por Uso de red para OR no incluidos en alguna ADD

Etiquetas de fila DTUN N\_1

2.014	
CENTRO	143,83
OCCIDENTE	139,63
ORIENTE	141,28
SUR	166,71

2.015	
CENTRO	160,28
ELECTRICARIBE	84,33
OCCIDENTE	146,99
ORIENTE	149,71
SUR	179,49

2.016	
CELSIA-TOLIMA	190,19
CENTRO	177,09
DISPAC	118,03
ELECTRICARIBE	120,93
OCCIDENTE	161,69
ORIENTE	162,94
SUR	189,71

2.017	
CELSIA-TOLIMA	192,70
CENTRO	175,43
DISPAC	131,57
ELECTRICARIBE	118,25
OCCIDENTE	159,20
ORIENTE	158,03
SUR	196,44

2.018	
CELSIA-TOLIMA	197,88
CENTRO	185,17
DISPAC	136,89
ELECTRICARIBE	122,32
OCCIDENTE	168,41
ORIENTE	173,58
SUR	206,84

2.019	
CELSIA-TOLIMA	193,58
CENTRO	198,91
DISPAC	144,00
ELECTRICARIBE	133,85
OCCIDENTE	198,34
ORIENTE	179,63
SUR	214,66

2.020	
AIR-E	141,99
CELSIA-TOLIMA	341,29
CENTRO	211,37
DISPAC	150,84
OCCIDENTE	204,12
ORIENTE	193,46
SUR	218,15

2.021	
AFINIA	167,54
AIR-E	131,92
CELSIA-TOLIMA	352,01
CENTRO	231,82
DISPAC	143,46
GUAVIARE	192,45
OCCIDENTE	222,28
ORIENTE	204,27
SUR	171,96

En la anterior gráfica es relevante observar la magnitud comparativa de Dt nivel 1 de Celsia Colombia – mercado Tolima con respecto a los demás valores de DTUN, por ejemplo, se observa que alcanza los 341,29 \$/kWh en diciembre de 2020 y 352,01 \$/kWh en diciembre de 2021, esto significa que es 147,73 \$/kWh superior al valor DTUN de la ADD Oriente.

La siguiente gráfica presenta los valores a diciembre de cada uno de los años considerados del Cargo Único por uso de red (DTUN) para cada una de las ADD definidas y los valores de aquellos OR que no hacen parte de las ADD, dentro de las que se encuentra el mercado de Tolima atendido por Celsia y los OR de la costa atlántica (Afinia y Air-E)



Etiquetas de fila DTUN Nivel\_2

2.014	
CENTRO	93,13
OCCIDENTE	82,46
ORIENTE	76,56
SUR	116,31
2.015	
CENTRO	99,14
ELECTRICARIBE	67,43
OCCIDENTE	87,84
ORIENTE	80,20
SUR	122,61
2.016	
CELSIA-TOLIMA	141,93
CENTRO	109,44
DISPAC	76,64
ELECTRICARIBE	72,05
OCCIDENTE	90,33
ORIENTE	88,16
SUR	123,73
2.017	
CELSIA-TOLIMA	145,10
CENTRO	107,52
DISPAC	85,05
ELECTRICARIBE	71,01
OCCIDENTE	96,51
ORIENTE	93,22
SUR	131,67

2.018

CELSIA-TOLIMA	147,40
CENTRO	113,68
DISPAC	88,43
ELECTRICARIBE	72,26
OCCIDENTE	100,00
ORIENTE	97,94
SUR	138,46

2.019

CELSIA-TOLIMA	156,85
CENTRO	117,77
DISPAC	93,15
ELECTRICARIBE	78,72
OCCIDENTE	108,45
ORIENTE	97,56
SUR	140,65

2.020

AIR-E	85,43
CELSIA-TOLIMA	175,88
CENTRO	138,60
DISPAC	98,71
OCCIDENTE	123,09
ORIENTE	129,33
SUR	149,73

2.021

AFINIA	101,70
AIR-E	77,28
CELSIA-TOLIMA	215,84
CENTRO	149,51
DISPAC	127,59
GUAVIARE	133,82
OCCIDENTE	136,59
ORIENTE	127,68
SUR	115,91

Se excluye DISPAC por presentar un valor de DT nivel 3 atípico (2,010 \$/kWh)

Etiquetas de fila

2.014	
CENTRO	42,71
OCCIDENTE	45,19
ORIENTE	54,53
SUR	61,44

2.015	
CENTRO	44,27
ELECTRICARIBE	48,70
OCCIDENTE	47,22
ORIENTE	55,56
SUR	67,49

2.016	
CELSIA-TOLIMA	49,96
CENTRO	48,31
ELECTRICARIBE	52,60
OCCIDENTE	50,21
ORIENTE	59,71
SUR	65,95

2.017	
CELSIA-TOLIMA	51,97
CENTRO	48,22
ELECTRICARIBE	51,30
OCCIDENTE	51,98
ORIENTE	64,75
SUR	72,16

2.018	
CELSIA-TOLIMA	51,33
CENTRO	52,50
ELECTRICARIBE	51,89
OCCIDENTE	57,02
ORIENTE	67,53
SUR	75,48

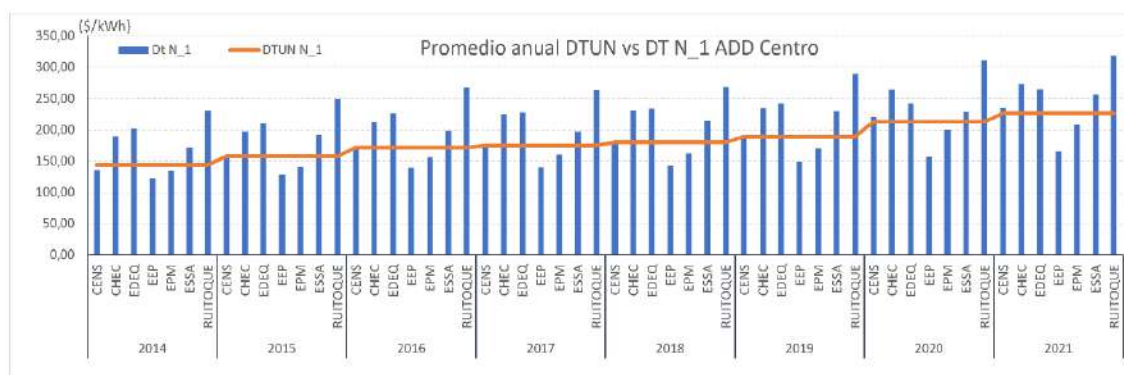
2.019	
CELSIA-TOLIMA	56,36
CENTRO	53,21
ELECTRICARIBE	57,42
OCCIDENTE	60,30
ORIENTE	66,62
SUR	78,78

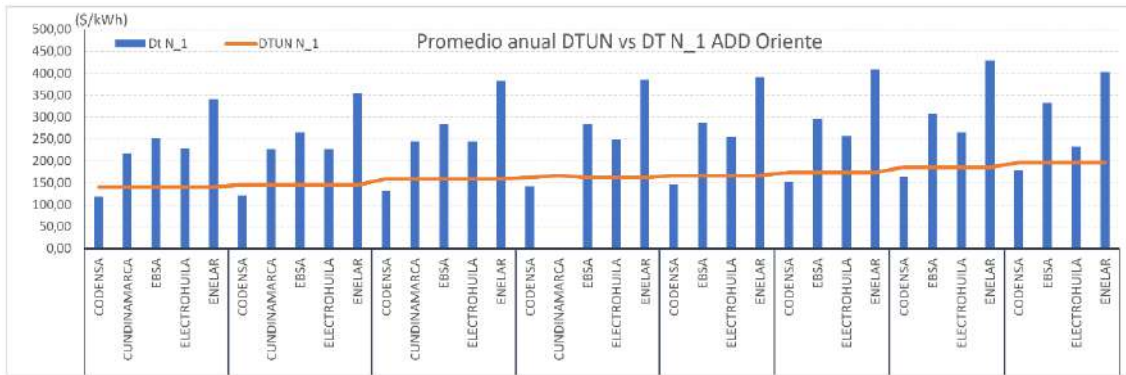
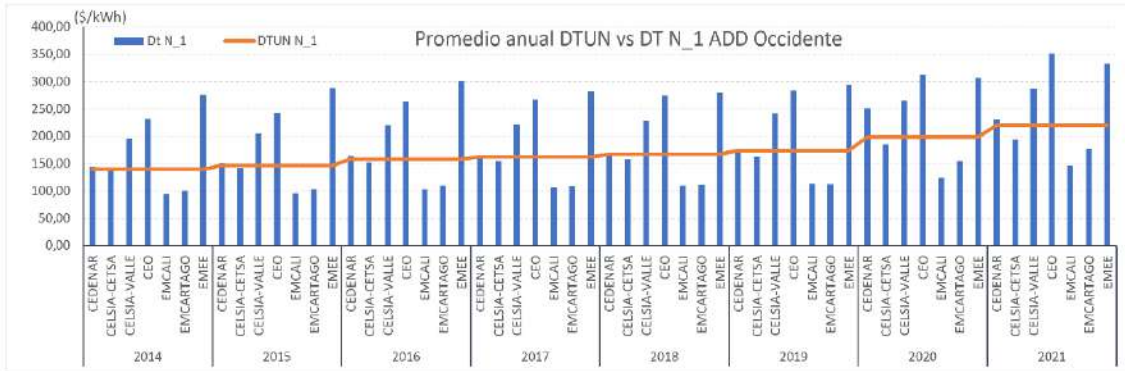
2.020	
AIR-E	63,75
CELSIA-TOLIMA	84,60
CENTRO	57,98
OCCIDENTE	70,29
ORIENTE	105,73
SUR	87,29

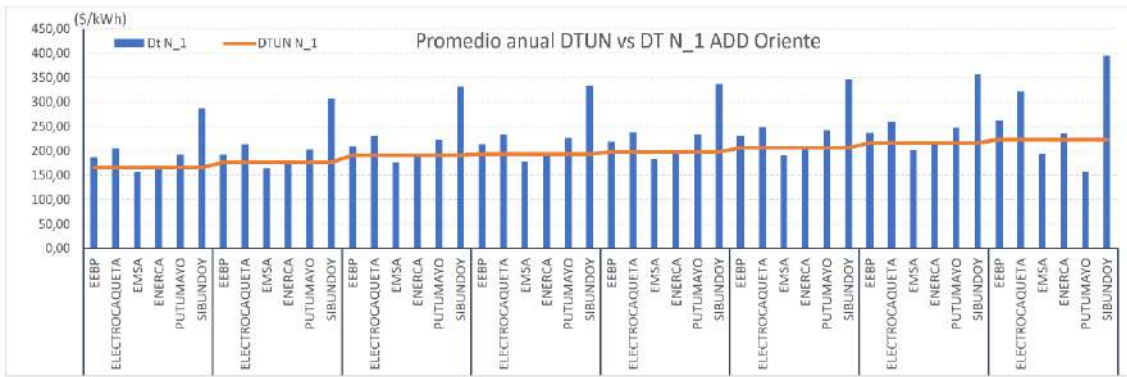
2.021	
AFINIA	75,47
AIR-E	51,85
CELSIA-TOLIMA	89,13
CENTRO	69,41
GUAVIARE	-9,68
OCCIDENTE	79,16
ORIENTE	95,93
SUR	64,34

### Promedio anual DTUN versus Dt de cada OR nivel de tensión 1

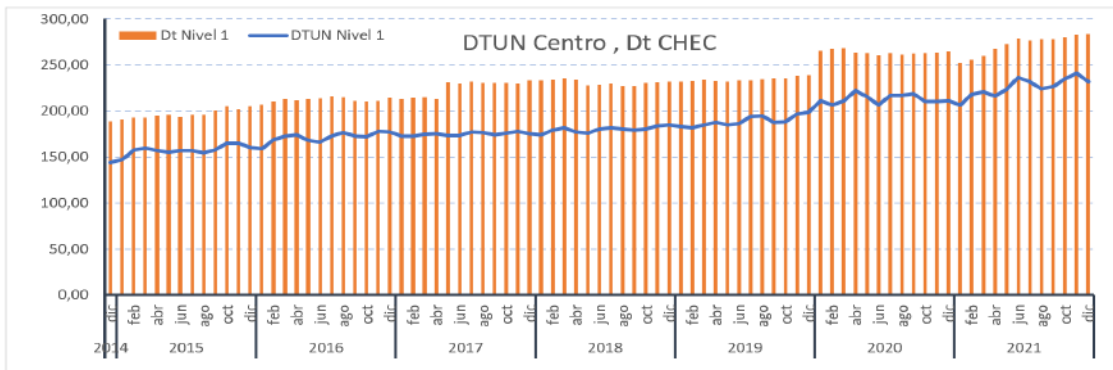
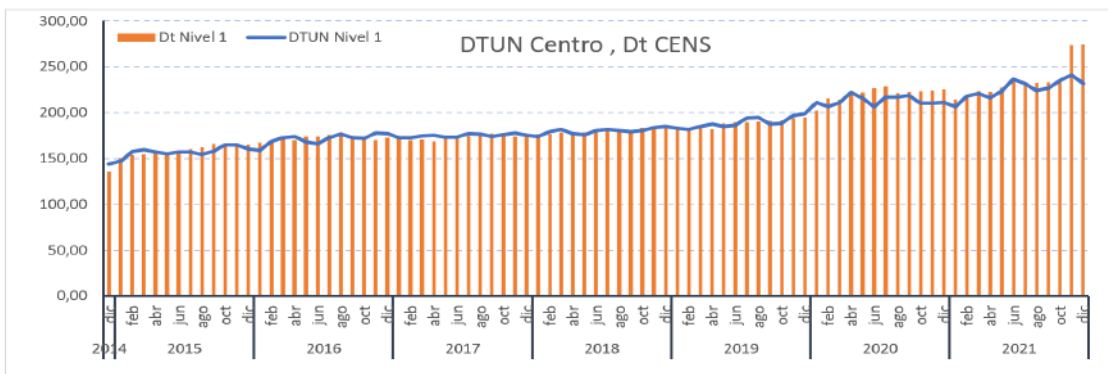
Las siguientes gráficas ilustran un comparativo de la evolución mensual del DTUN aplicable a los OR incluidos en dicha área y su cargo por uso de red (Dt)





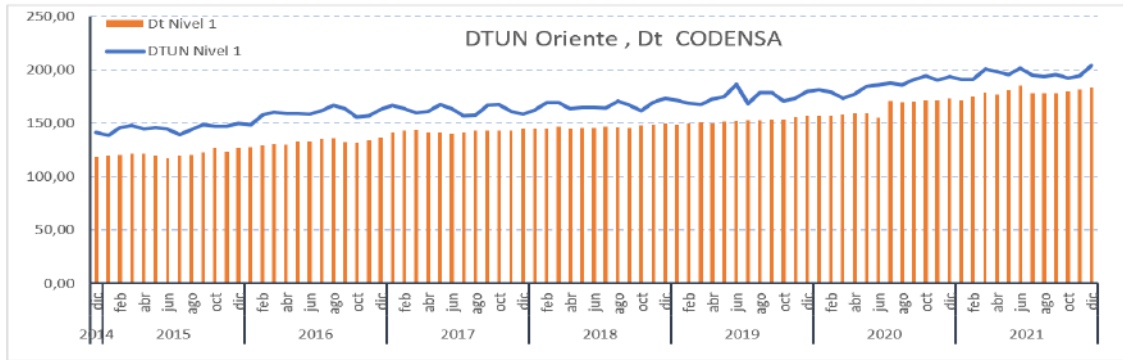
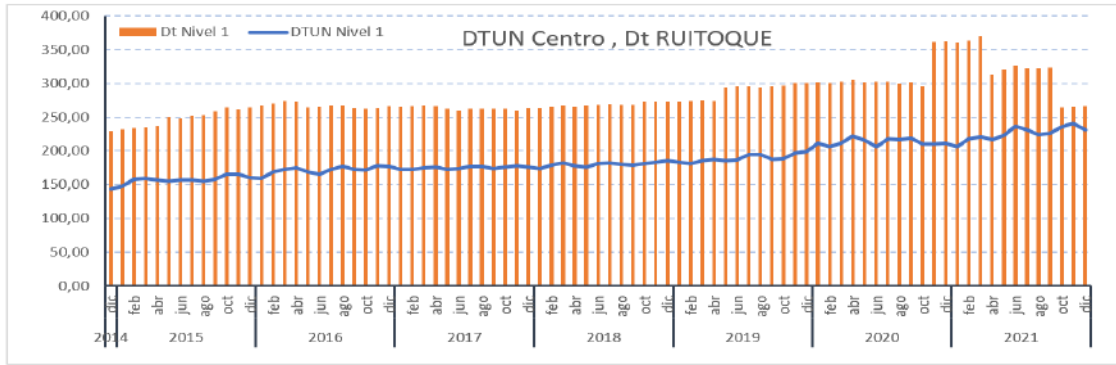


### Dt mensual versus DTUN ADD CENTRO

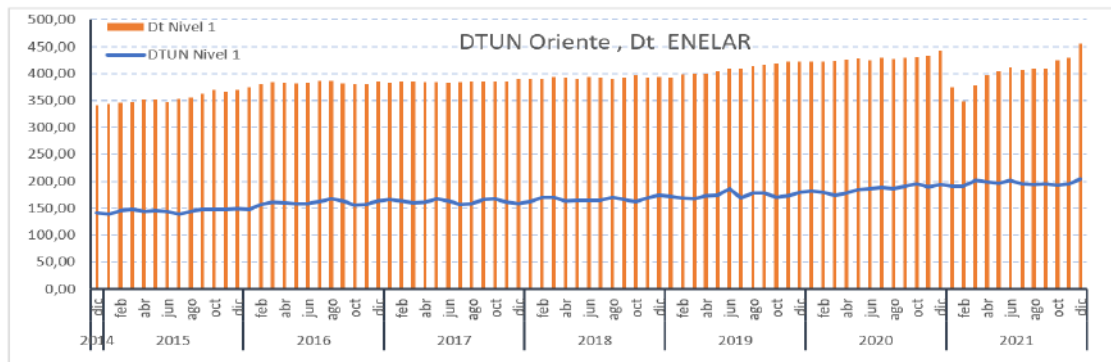
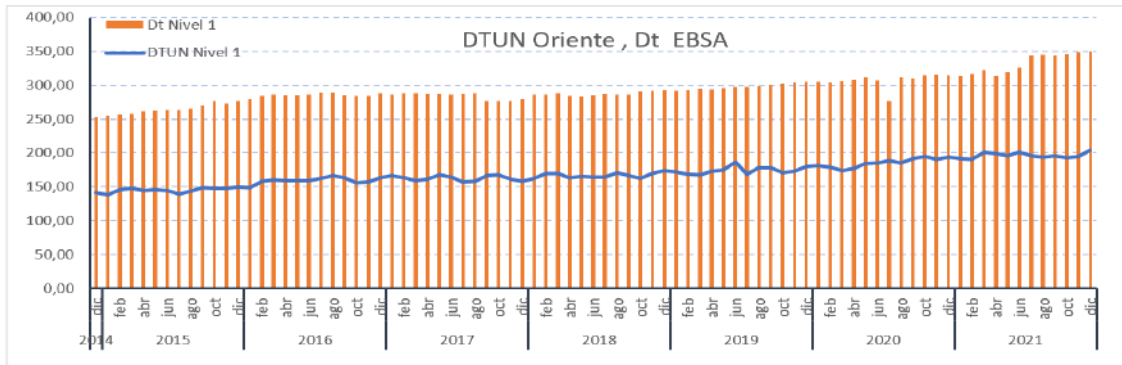




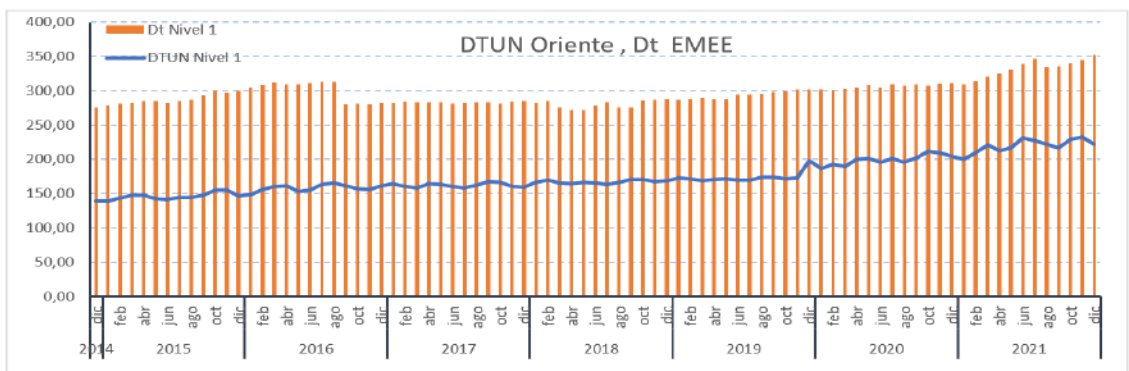
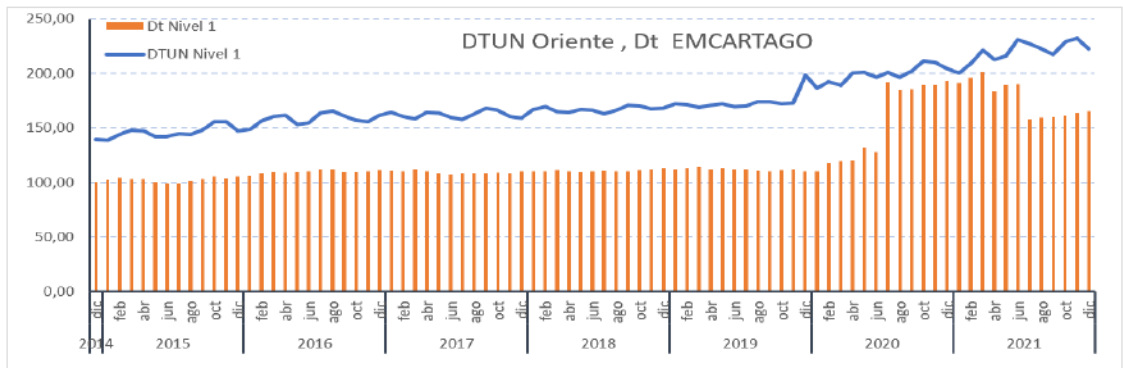
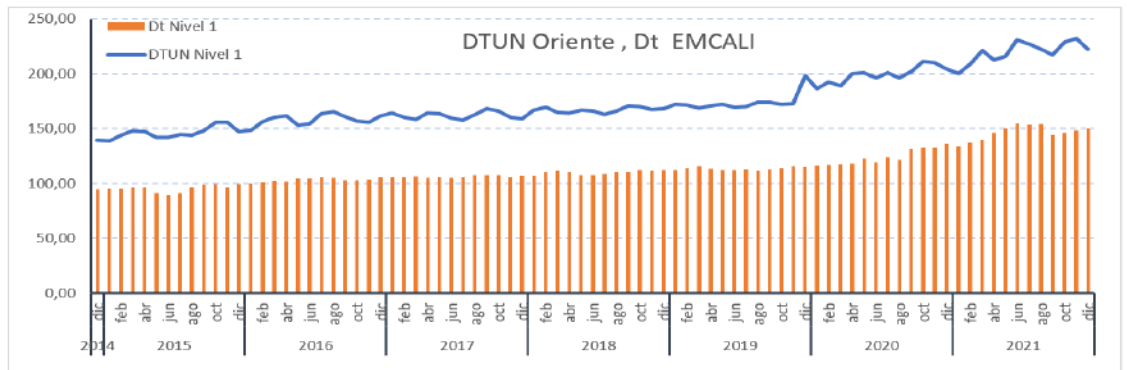
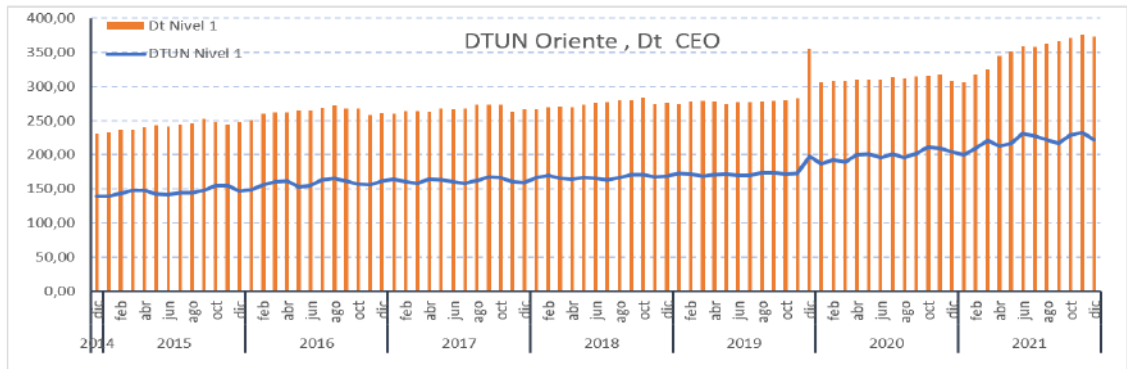




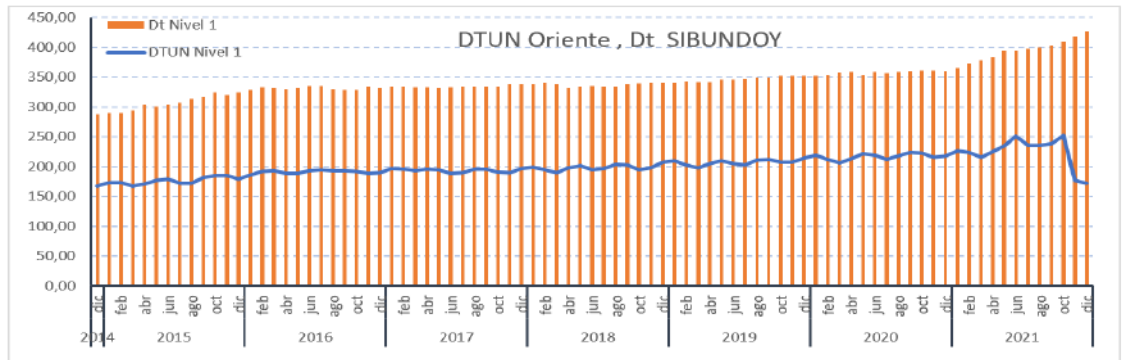
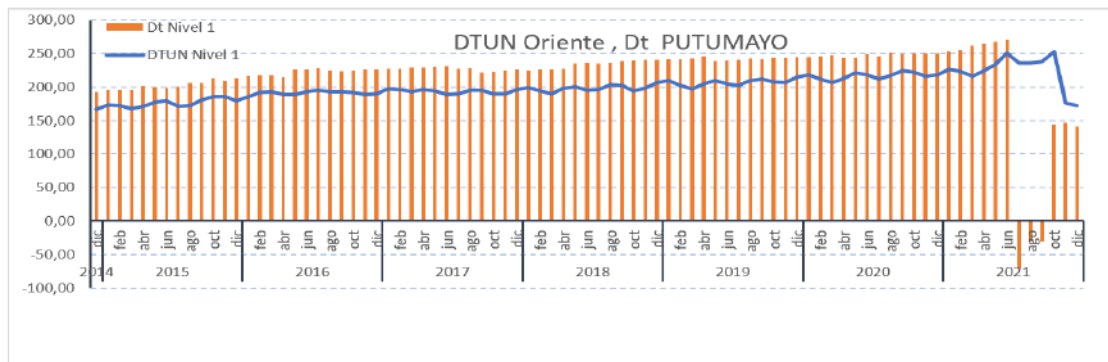
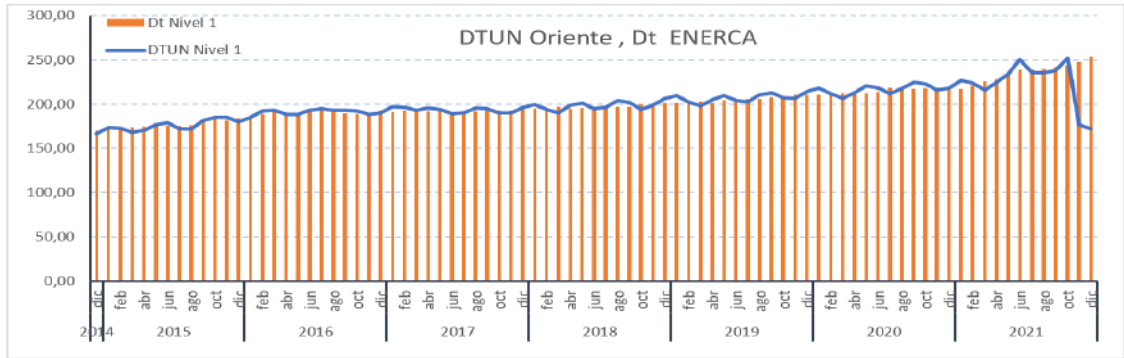
**Dt mensual versus DTUN ADD ORIENTE**











### Variaciones porcentuales entre el Dt y el DTUN de cada ADD

