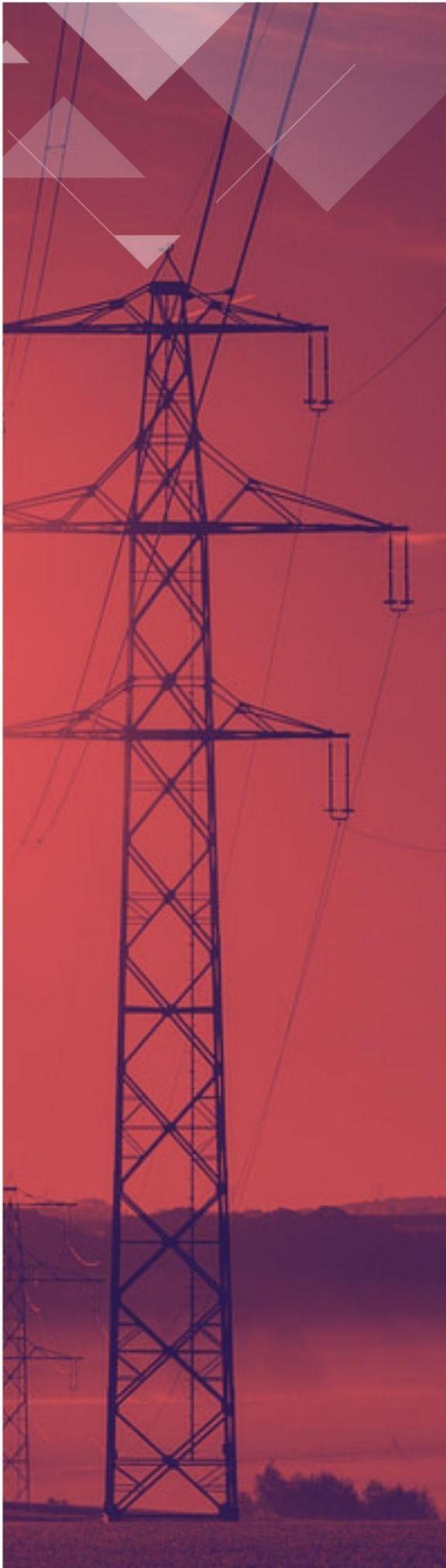




Septiembre de 2022

IMPACTO DE LAS ALZAS TARIFARIAS EN LA REGIÓN CARIBE





EQUIPO DE TRABAJO

Frontier Economics

Fernando Barrera Rey

Director de Frontier Economics Ltd

David Muñoz Martínez

Consultor

Fundesarrollo

Oriana Alvarez Vos

Directora Ejecutiva de Fundesarrollo

Necti Arza Castilla

Coordinadora de investigaciones

Valentina Villa Orozco

Investigadora

Luis Trujillo Escalante

Investigador

Esteban Ortiz Perez

Diagramador

ISBN:978-958-52785-2-3



Fernando Barrera Rey y David Muñoz Martínez son, respectivamente, Director y Consultor de Frontier Economics Ltd especializados en regulación económica. Ellos lideraron el análisis regulatorio y agradecen los comentarios de investigadores de Fundesarrollo a esta parte del estudio, pero son los responsables de las opiniones expresadas al respecto. Este informe se ha realizado, de manera conjunta, en colaboración con la Fundación para el Desarrollo del Caribe (Fundesarrollo) cuya Directora Oriana Alvarez Vos lideró con su equipo de investigadores la parte de impactos de las alzas tarifarias y son responsables de las opiniones expresadas al respecto.



Acerca de Fundesarrollo

La Fundación para el Desarrollo del Caribe, Fundesarrollo, es un tanque de pensamiento, con 25 años de trayectoria en realizar, promover y difundir investigaciones rigurosas de carácter económico, social, y urbano sobre la Región Caribe, con el fin de contribuir a la solución de los problemas que limitan el bienestar de la población y el desarrollo de la región.

Via 40 # 36 - 135 Loc. 5, Barranquilla - Colombia

Tel +57 (5) 3419989 - 3516907

www.fundesarrollo.org.co

@Fundesarrollo 2017, todos los derechos reservados



Acerca de Frontier Economic

Frontier Economic es una empresa consultora con experiencia particular en energía, telecomunicaciones, regulación y competencia.

Paseo de la Castellana, 605th floor Madrid - España 28046

Tel +34 (0) 91 343 2350

www.frontier-economics.com

CONTENIDO

1	Introducción	5
2	Las tarifas en la región Caribe	7
2.1	Modelos de gestión del suministro en la región	7
2.2	Evolución de los modelos de gestión	8
2.2.1	Modelo regional: antecedentes de la reforma	8
2.2.2	De lo regional al modelo privado	9
2.2.3	Subvenciones	10
2.2.4	Inversiones de terceros	12
2.2.5	Toma de posesión de la SSPD	13
2.2.6	Ley 1955 de 2019 y nueva venta de la empresa	15
2.3	Evolución de los costos de prestación del servicio (CU) en la región Caribe	17
2.3.1	CU de las dos empresas	17
2.3.2	Impacto de los distintos componentes del CU	18
2.3.3	Resumen de los factores explicativos del alza de tarifas	21
2.3.4	Efecto de la opción tarifaria	22
2.4	Comparación con las tarifas del resto del país	23
3	La regulación de la distribución y la comercialización	25
3.1	Guías para determinar estándares de eficiencia	25
3.1.1	Criterios de la fórmula tarifaria	25
3.1.2	Reconocimiento de costos	28
3.2	Regulación de la distribución	29
3.2.1	Primera revisión regulatoria	30
3.2.2	Segundo período tarifario	31
3.2.3	Tercer período tarifario	33
3.2.4	El nuevo modelo de la Resolución CREG-015 de 2018	35
3.3	La regulación de la comercialización	38
3.3.1	Inicios de la regulación CREG-031 de 1997	38
3.3.2	Nuevo período tarifario (2007)	40
3.3.3	Intervención del gobierno	40
3.3.4	Respuesta de la CREG	41
3.3.5	Fórmula vigente	42
3.3.6	Nuevo CU	43
3.3.7	Cargos aprobados a las empresas que prestan el servicio en la región Caribe	44
3.4	Alumbrado público	45
4	El régimen transitorio y singular para la región Caribe	48
4.1	Aspectos del marco singular	48
4.2	Interrogantes sobre el modelo singular y transitorio	50
5	ALZAS DE LAS TARIFAS DE ENERGIA EN LA REGIÓN CARIBE Y SU IMPACTO EN POBREZA Y COMPETITIVIDAD	53
5.1	Efectos directos de los cambios en el precio de la energía en los hogares	53
5.1.1	Alzas en las tarifas de energía y su impacto en la pobreza	57
5.1.2	Impactos en la pobreza por las regulaciones de la CREG	59
5.2	Impacto del alza tarifaria en la producción manufacturera	61
5.2.1	El consumo de energía eléctrica en la industria y regiones de Colombia	61
5.2.2	Efecto del alza tarifaria en la competitividad	63
6	Conclusiones	68
7	Anexos	70

1 INTRODUCCIÓN

1 La prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en la región Caribe ha sido muy accidentada y controvertida. Parte del problema viene de los recursos con los que cuenta la región y parte de la gestión que se ha hecho de las empresas que prestan el servicio. Pero, además, la regulación del servicio tampoco ha alcanzado los objetivos que perseguía la Ley 142 de 1994 cuando buscaba generar empresas sostenibles que les pasaran su eficiencia a los usuarios a través de menores tarifas.

2 Al cierre de este informe, las tarifas de distribución y comercialización de energía en el Caribe colombiano no paraban de subir y se esperaba que esta tendencia alcista se acrecentara en los próximos años.

3 En primer lugar, las subidas de las tarifas reguladas han ocurrido en períodos de precios mayorista bajos, debido a más de seis años de condiciones hidráulicas propicias (un período de Niña prolongado), que para los próximos años no es una situación que esté del todo asegurada porque el ciclo hidrológico colombiano debe estar llegando a un período de sequía. Además de mayores precios futuros, las tarifas están subiendo por la inflación (del IPP) que indexa los precios de los contratos de energía. Con los altos precios mundiales del Gas Natural Licuado, del petróleo, del carbón y la mayor presión inflacionaria, las tarifas pueden ser un tema muy importante en los próximos años.

4 En segundo lugar, las tarifas no reflejan los costos reconocidos del servicio desde que llegó la pandemia, porque se ha decidido postergar el cobro del CU con una opción tarifaria. Por lo tanto, el sistema está generando “déficit de tarifas” que implica subidas por encima de los costos del servicio en el futuro cercano. Los déficits de las tarifas suelen ser problemáticos porque resulta difícil reconocerlos en el futuro, ya que las autoridades suelen ser reticentes a subir las tarifas.

5 En tercer lugar, con mayores tarifas, mayores subsidios que se añaden a lo que está pasando con los combustibles derivados del petróleo, en especial la gasolina, y la mayor presión fiscal por el déficit del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que alcanza casi 30 billones de pesos. En pocas palabras, la situación energética, sin contar aún con la entrada de Hidroituango y con los déficits esperados de producción de gas natural para mitad de esta década, es apremiante.

6 En la región Caribe la situación es aún más compleja porque las dificultades de gestión de sus empresas no son cosa del pasado. El modelo de gestión ha cambiado y nos encontramos con empresas saneadas por la gestión fiscal para poderlas privatizar, después de la administración de la Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), pero cuyos costos reconocidos bajo el modelo temporal y singular creado por el gobierno y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) han contribuido al incremento en las tarifas en una región que alberga un tercio de los pobres del país. De los 11 millones de habitantes de la región un poco más de 5 millones se encuentran por debajo de la línea de pobreza. Además, concentra una parte importante de las actividades industriales en Colombia, el 11% de usuarios no residenciales, en donde los relacionados con las actividades industriales representan el 7% y estos para la

generación de su producción consumen en promedio 5 veces más energía que el resto de las empresas industriales del país. En una región con estas características, los efectos de las alzas inusitadas en las tarifas tienen un impacto sobre la pobreza y competitividad.

7 Este estudio documenta las alzas tarifarias en la región, explica la razón de dichas alzas y estima el impacto que tienen sobre la pobreza y la competitividad de la industria manufacturera. Encontramos que la razón principal de dichos incrementos son las pérdidas reconocidas y el cargo de distribución que se suman a una coyuntura en los precios de los combustibles, en la inflación y en los precios de generación. La regulación reciente, en especial la del régimen singular y transitorio, es otra de las causas que confirma una lenta, pero sostenida tendencia a remunerar el costo del servicio (el costo de la empresa) más que el costo de la empresa eficiente que constituyó el modelo de regulación de las primeras revisiones regulatorias. Lo anterior, desemboca en el reconocimiento de las pérdidas reales, la adopción de tarifas retrospectivas (a la fecha de la solicitud tarifaria y no de la expedición de tarifas), además de la aceptación de un modelo que busca fomentar la inversión como lo es el de la resolución general (CREG-015 de 2018).

8 Se encontró evidencia de que los incrementos sostenidos en la tarifa de energía eléctrica en la región Caribe han generado un mayor aumento de la pobreza monetaria y pobreza extrema en esta región que en el resto del país, y está afectando los niveles de competitividad de la industria manufacturera por aumentos en los costos de producción, debido a que en su estructura este sector en la región Caribe posee actividades intensivas en electricidad, lo que conlleva inicialmente a un incremento en el precio final de los bienes producidos, pero que en un segundo momento conlleva a la contracción de la demanda de estos y con ello disminuyen los niveles de producción.

9 Este documento se compone de siete partes incluida esta introducción, seguidamente, se hace un recuento de los modelos de gestión del suministro, la evolución de los costos de prestación del servicio (CU) y una comparación con las tarifas del resto del país. En una siguiente sección se presentan la regulación de la distribución y la comercialización del servicio de energía en Colombia y en la región Caribe. En la cuarta sección se explica el régimen transitorio y singular para la región Caribe. En la quinta sección se calculan los impactos de las alzas en las tarifas de energía en la región Caribe sobre la pobreza monetaria y extrema. En la sexta se calcula el impacto del alza de la tarifa de energía eléctrica en la producción industrial. Finalmente, se presentan las conclusiones del estudio.

2 LAS TARIFAS EN LA REGIÓN CARIBE

10 Las tarifas de los usuarios regulados se forman sumando los diferentes componentes de costos de las actividades eléctricas. A pesar de que la Ley 142 de 1994 está construida sobre la premisa de remunerar empresas eficientes—lo cual es un estándar para la prestación del servicio—en la práctica no ha sido posible, sobre todo en el caso de la prestación del servicio en la región Caribe, poder abstraerse de factores institucionales, políticos o de gestión empresarial para comprender la evolución de las tarifas.

11 Para poder comprender la evolución de la fórmula tarifaria en Colombia es necesario entender el estado de las empresas y las reformas adicionales a la regulación de las tarifas. Comenzamos resumiendo la historia de los diferentes modelos de gestión en una primera sección para después analizar la evolución de las tarifas en la región.

2.1 Modelos de gestión del suministro en la región

12 El modelo de gestión de las empresas de distribución y comercialización de la región ha pasado por unas seis fases desde la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994:

- Modelo de empresas departamentales;
- Modelo privado de la Ley 142;
- Modelo con subvenciones;
- Modelo con inversión de terceros;
- Modelo intervenido; y
- Modelo transitorio y singular.

13 En la tabla 1 los resume, así como las razones de su agotamiento y necesidad de cambio.

Tabla 1 Modelos de gestión en la región Caribe

Modelo	Características	Regulación	Detonante
Departamentales Antes de 1999	Baja calidad de inversiones, altos costos laborales y altas pérdidas de energía	Bajas tarifas	Precios de la energía en el Niño 1997-8
Ley 142 1999/2003	Alto costo de adquisición y dificultad para mejorar pérdidas	Tarifas bajas sin incentivos a la calidad y reducción de subsidios	Venta a un tercero por la mitad de lo pagado
142 + subvenciones 2003-2008	Separación de mercados	Subsidios adicionales, revisión ad hoc de tarifas	Compra de la empresa matriz y reducción de subsidios disponibles
Inversión de terceros 2008-2016	Bajas inversiones	Subida en cargos de comercialización	Falta de mejora en el desempeño
Intervención 2016-20	Dificultad de revertir la situación y cumplimiento con el MEM	Recursos ad hoc de presupuesto	Necesidad de privatizar
Transitorio y singular 2020-	Alza en tarifas	Singular y transitoria	

Fuente: Regulaciones y desempeño. Elaboración propia.

A continuación ahondamos en estas explicaciones haciendo un seguimiento de los diferentes modelos.

2.2 Evolución de los modelos de gestión

14 Tras el apagón de 13 meses del año 1991-92 el gobierno nacional reformó el mercado eléctrico en línea con las grandes reformas sectoriales de principios de la década.¹ Las reformas se plantearon a varios niveles:

- Estructuración de la industria (mejoras en la gestión empresarial);
- Privatización de la industria;
- Separación vertical de la industria; y
- Competencia en el sector de generación y comercialización.

15 Aunque los pilares eran claros, lo que no era evidente era la secuencia de medidas ni su secuencia en diferentes segmentos. Colombia fue por el camino de menor resistencia reestructurando y privatizando empresas. La privatización se hizo mediante el saneamiento previo de las empresas. Como las de generación eran las que se encontraban en mejor posición, se privatizaron la Empresa de Energía de Bogotá (en parte), Chivor, Betania, EPSA, Hidro Prado, etc. y quedaron CORELCA (hoy día Gecelca que no se ha privatizado) e Isagén (privatizada en 2016, tras un proceso muy dilatado que se inició en 1999).

2.2.1 Modelo regional: antecedentes de la reforma

16 La privatización de la distribución fue más compleja por la alta participación regional y por el estado en que se encontraban muchas de sus empresas. La gestión de la distribución y comercialización de la energía en la región Caribe la hacía un candidato para su reforma por el potencial de mejora para una empresa bien gestionada.

17 Es así como en 1997 comenzó el proceso de vinculación de capital privado en la actividad de distribución con la venta de la Empresa de Energía del Pacífico - EPSA. En el mismo año, el gobierno impulsó y apoyó el proceso de reestructuración de la Empresa de Energía de Bogotá y posterior capitalización, por un inversionista privado, CODENSA y, finalmente, ejecutó en 1998 el proceso de capitalización de las distribuidoras de la región Caribe. Con estos procesos se vincularon inversionistas estratégicos en cerca de 42% del total de usuarios, y se logró fortalecer financieramente las empresas con capitalización de recursos nuevos por más de US\$ 2,000 millones de ese entonces.

¹ El gran pionero fue Chile al introducir mercado en generación y separarla de la transmisión, pero las reformas más sustanciales se dieron en el Reino Unido y Noruega en 1989-90. Colombia se une a las reformas de manera temprana y por motivos tan persuasivos como el colapso del mecanismo tradicional de planeación centralizada con el apagón del 91-92.

18 La justificación para vincular capital privado en la región Caribe era la calidad del servicio. En el año 1996, el Gobierno Nacional encontró malos indicadores de prestación del servicio:²

“En 1996 el nivel de pérdidas técnicas y no técnicas promedio nacional llegó al 23%, existiendo casos extremos como el de las electrificadoras de Chocó con 38%, Córdoba con 35%, Cesar y Magdalena cada una con 32%. En cuanto al nivel de recaudo, el promedio de todo el sector oscila entre 80% y 85%, presentándose casos como el del grupo CORELCA con un promedio de 74%. Los gastos de funcionamiento, que en gran parte reflejan el costo de las convenciones colectivas de trabajo y la amortización de pasivos pensionales, absorben 20% de los ingresos para el caso de 20 empresas del sector y superan el 30% en 8 empresas.”

Tabla 2 Saneamiento del sector

Fecha	Acción	Millones USD 2000
1991	La Nación asume deudas de las empresas con ISA y recibe acciones de ISA de propiedad de las distribuidoras.	1.162
1992	La Nación efectuó cruces de cuentas y operaciones financieras para cubrir los montos refinanciados de las generadoras, ICEL y CORELCA, a las distribuidoras	547
1994	Distribución de excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en ISA para fortalecer las electrificadoras	22
1995	Distribución durante los años 95 y 96 de los excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en ISA y	10
1996	BETANIA para fortalecer las electrificadoras	6
1997	La Nación asume deudas de las empresas con el Mercado Mayorista de Energía recibiendo acciones	311
1991-97	TOTAL (2001)	2.058

Fuente: CONPES 3122 de junio 17 de 2001. Elaboración propia.

2.2.2 De lo regional al modelo privado

19 La situación de insolvencia de las electrificadoras se superó, en parte, con contribuciones cruzadas de empresas nacionales. De los más de 500 mil millones de pesos desembolsados entre 1992-1996 para financiar a las electrificadoras del país, 60% se destinó a las de la región Caribe. A pesar de este saneamiento llevado a cabo durante 4 años, se les debía a las generadoras ISAGÉN, CORELCA y a ISA por concepto de venta de energía y pagos por la red de transmisión unos 385 mil millones de pesos más. Con miras a implementar las reformas de la Ley 142 y 143 de 1994, estas acreencias se convirtieron en participaciones de capital de los acreedores en las electrificadoras.³

20 Con la participación de capital de la Nación en estas empresas fue más fácil privatizar. De hecho, no es fácil exagerar la importancia de que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público tuvo en el proceso y como la transferencia de activos a la Nación facilitó el proceso. Pero, en el caso de la región Caribe, tanto la CREG como la SSPD se unieron al proceso de reforma.

² CONPES 2923 de abril 29 de 2017.

³ No debe olvidarse que durante el fenómeno del Niño 1997-98 y la subida de precios para la compra de energía se crearon problemas adicionales para las empresas de la región Caribe.

21 En 1997, la SSPD, como parte de sus funciones, empezó un proceso administrativo para evaluar las empresas del Grupo CORELCA⁴ y, a mediados de 1997, la CREG encontró, que CORELCA no era viable expidiendo, mediante la Resolución CREG-124 de julio 29 de 1997, decisiones para la transformación de la empresa. A principios de 1998, las empresas del Grupo entraron en cesación de pagos de sus obligaciones mercantiles, incurriendo en una de las causales para que la SSPD pudiera tomar posesión de las mismas.

22 La Superintendencia inició el 18 de marzo de ese año el proceso de toma de posesión de las electrificadoras de Magdalena, Cesar y Sucre, luego siguió con Guajira, Bolívar, Atlántico, Córdoba y Magangué.⁵ Estas acciones permitieron que el proceso de privatizaciones del sector se acelerara en 1998. En el Documento CONPES 2993, el Gobierno Nacional escogió a las empresas del grupo CORELCA como las entidades que primero se privatizarían. La CREG con la Resolución 83 de julio 14 de 1998 aprobó el plan de reestructuración de CORELCA, y la Superintendencia de Servicios Públicos quedó encargada de su tutoría, evaluación y seguimiento.

23 La Superintendencia reestructuró a CORELCA y con sus activos creó dos empresas, una de transmisión (TRANSELCA) y otra de generación (GENDELCA). Las empresas de distribución-comercialización se agruparon en dos empresas:

- Electrificadora de la costa Caribe S.A. ESP (Electrocosta), que adquirió los activos de distribución y asumió algunos pasivos, el personal y los contratos de las electrificadoras de Bolívar, Córdoba, Sucre y la Empresa de Energía de Magangué.
- Electrificadora del Caribe S.A. ESP (Electricaribe), que adquirió ciertos activos de distribución y asumió algunos pasivos, el personal y los contratos de las electrificadoras del Atlántico, Cesar, Guajira y Magdalena para la prestación del servicio de energía.

24 Estas dos empresas asumieron prácticamente la totalidad de los pasivos existentes: Caribe pasivos por 617.000 millones de pesos y Costa por 418.000 millones. En agosto de 1998 estas dos empresas se adjudicaron a HIE Caribe Energy (Houston Industries Inc. y Electricidad de Caracas S.A.) por un monto total de 1.4 billones de pesos, de los cuales se compró 58,8% de Electricaribe y 41,2 % de Electrocosta.

2.2.3 Subvenciones

25 Luego de diversos problemas en su gestión, el grupo HIE decidió vender la empresa a Unión Fenosa a finales del año 2000. Tras una compleja negociación fuera de Colombia, el monto de la venta, finalmente acordado, se tasó en unos 450 MUSD que era mucho menos de lo pagado por HIE un par de años antes. En 2007, Fenosa fusiona las dos empresas y, tras la OPA lanzada por Gas Natural en España en 2009, la empresa pasa a manos de su accionista Gas Natural Fenosa.

⁴ Grupo CORELCA, compuesto por Electrificadora de Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba; Sucre y Empresa de Energía de Magangué.

⁵ En el resto del país la SSPD tomó posesión de Chocó en 1998, San Andrés en 1999, EMCALI en 2000 y Tolima en 2001.

26 Los años de gestión de Fenosa se caracterizaron por una mejora en los indicadores de desempeño ayudados por una revisión extraordinaria en las tarifas (tras la recusación de los expertos de la CREG y designación de una CREG ad hoc para el tema tarifario), la creación de unos fondos generales: Fondo de energía social (FOES), Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER) y Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) para financiar inversiones y desfases tarifarios en la zona.⁶

27 Estos fondos son importantes para comprender el verdadero costo del servicio en la región porque complementan el recaudo de las tarifas.

28 El FOES, en particular, fue un fondo financiado por medio de las rentas de congestión (diferencia de precios en el mercado ecuatoriano y el colombiano) que durante varios años fue superavitario porque Ecuador tenía altos precios de energía comparado con Colombia. El FOES lo administra el Ministerio de Minas y Energía (MME) y se desembolsaba a los comercializadores que prestaban el servicio en Áreas Especiales, una de las cuales era la atendida por Energía Social, una empresa de comercialización de energía en zonas “subnormales” en los departamentos de la región Caribe.⁷

29 El Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE se creó a través de los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003 y tiene como finalidad la financiación por parte del Gobierno Nacional, de proyectos para barrios subnormales que implican la instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica, la acometida a la vivienda del usuario, incluyendo el contador o sistema de medición del consumo.

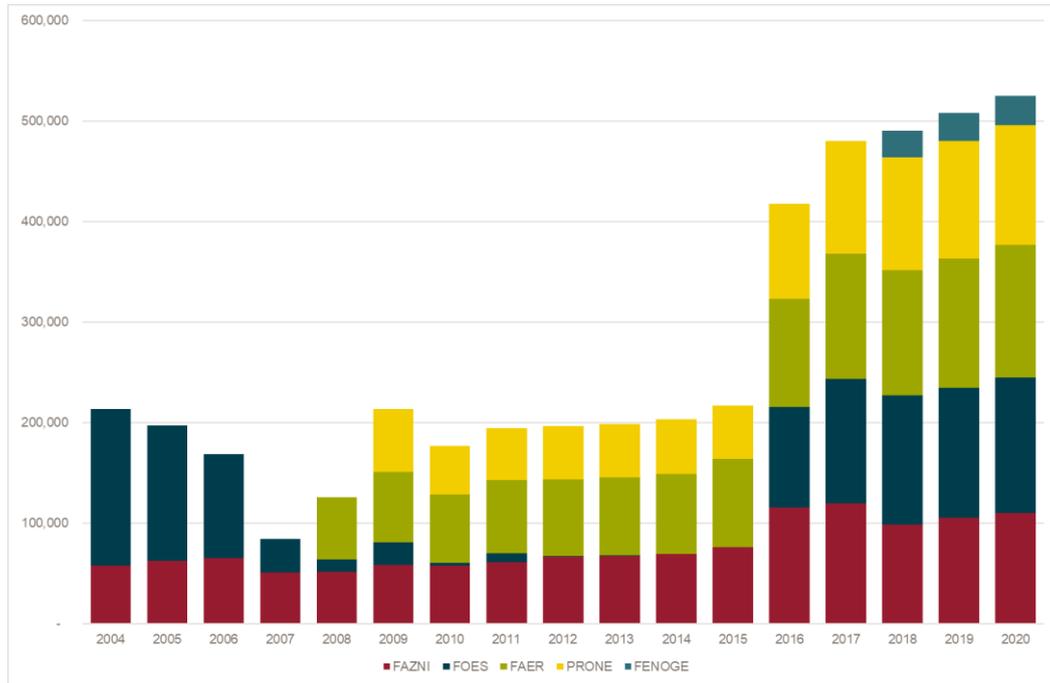
30 En cuanto al FAER, este es un fondo sin personería jurídica, la liquidación y el recaudo de los recursos a que se refiere el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, está a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC, quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional – STN - el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas al Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Los recursos recaudados, así como los rendimientos generados en su inversión temporal, se utilizan para financiar planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía.

31 La evolución de estos fondos puede verse en el gráfico a continuación.

⁶ En Colombia operan 5 fondos sectoriales con destinación específica: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI, Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, Fondo de Energía Social – FOES y Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE.

⁷ Energía Social de la Costa es las únicas empresas comercializadora de energía eléctrica en Colombia que se dedica, de forma exclusiva, a gestionar barrios eléctricamente subnormales en los siete departamentos de la región Caribe. Para esto, trabaja en conjunto con el gobierno nacional, gobernadores, alcaldes, líderes políticos de la región, generadores, transportadores y otros actores del sector energético del país, en la solución del problema de subnormalidad eléctrica. Se estima que un 90% de los usuarios considerados “subnormales” viven en la región Caribe.

Figura 1 Fondos de destinación específica en el sector (millones de pesos) (2004-2020)



Fuente: XM. Elaboración propia.

Nota: Recaudado a través del mercado mayorista y gestionado por el Administrador de Cuentas del SIN (ASIC).

2.2.4 Inversiones de terceros

32 En el año 2008, la empresa Gas Natural, compañía de distribución de gas en España con múltiples contratos de suministro de gas licuado e inversiones en ciclos combinados, lanza una opción de compra por Unión Fenosa. Tras lograrse acuerdo de compra, la empresa vende la empresa EPSA en Colombia y continúa con las compañías del Caribe además de las empresas de distribución de gas del interior.

33 En este período se consolida el modelo de planes de inversiones desarrollados ya fuera por Electricaribe o por terceros. Nada lo ilustra más claro que la adopción del Plan 5 Caribe en 2014.

34 En Colombia no opera un sistema de concesiones en las cuales la empresa de distribución tiene un territorio asignado en exclusiva.⁸ Pero la ingeniería de estas redes también reconoce que la red de distribución tiene cierta integridad y dimensionamiento óptimo que dificulta que un tercero intervenga en la planificación o gestión. Desde el año 2007, el Ministerio cuestionó esta lógica para los Sistemas de Transmisión Regional cuando estableció que la UPME podía identificar necesidades de inversión en STR (desde el 1999 lo hacía en el STN). En ese caso, el Decreto 388 de 2007 establecía que el Operador de Red al cual se conectara el proyecto sería el encargado *en primera instancia* de ejecutarlo. Si no lo hiciera, la UPME, a través de procesos de convocatoria pública, podrá adjudicar a otro OR la ejecución y operación del mismo. Asimismo, estableció un procedimiento de convocatoria para los casos en los cuales el costo de la

⁸ A menos que, en aplicación Artículo 6º de la Ley 142 el municipio está prestando el servicio.

infraestructura excediera el costo medio del sistema, que lleva la necesidad de un aumento en las tarifas.

35 A partir de esta premisa, la CREG, en Resolución CREG-024 de 2013, estableció el mecanismo de convocatoria. El proceso arranca de la expedición del plan de expansión del OR y adjudica a un tercero las obras identificadas por el OR que éste no lleve a cabo o permite la participación del OR y tercero en proyectos con costo superior al costo medio.

36 Esta fue la base para que, ante los retrasos en las inversiones y los bajos indicadores de gestión de Electricaribe, en el año 2014 el Gobierno Nacional introdujo un plan de 5 puntos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) “Todos por un nuevo país” que se denominó Plan 5 Caribe en el que se introdujo un sistema de identificación de inversiones y financiación a través de convocatorias en el STR de la empresa Electricaribe.⁹ El Plan permite que un tercero haga las inversiones que después deben pagarse en la tarifa y, dentro de los cinco puntos del Plan 5 Caribe, el PND incluía:

- Ayudar a los más pobres (i):
 - Artículo 190: Mantener niveles de subsidio estrato 1 del 60% y estrato 2 del 50%.
 - Incremento del FOES de 46 ~/kWh a 92 \$/kWh partir del 1 de enero de 2017.
- Aumentar los recursos de inversión (ii):
 - Aumentos de los FAER a 2,1 \$/kWh; y
 - Aumento de los PRONE a 1,9 \$/kWh a partir de 1 de enero de 2017.
- Proyectos de mayor impacto y competencia en la inversión (iii y iv)
 - 11 proyectos a nivel de STN;
 - 28 proyectos a nivel de STR en 15 convocatorias públicas;
 - 355 proyectos a nivel de SDL a cargo de Electricaribe (1.1 billones de pesos).

2.2.5 Toma de posesión de la SSPD

37 A pesar del avance en el Plan 5 Caribe (para 2016 se había adjudicado 21 convocatorias 9 en el STN y 12 en el STR por valor de 3.4 billones) tras varios intentos por solucionar los procedimientos de limitación de suministro (65 en el año 2016) iniciados por incumplimiento de deudas de Electricaribe con el Mercado Mayorista, el 14 de noviembre de 2016, la SSPD adoptó la decisión de toma de posesión de la empresa al considerar que la empresa se encontraba incurso en dos de las causales establecidas en la Ley 142 de 1994 para la toma de posesión:

- Artículo 59, Numeral 7. “*Si, en forma grave, la empresa ha suspendido o se teme que pueda suspender el pago de sus obligaciones mercantiles*” y,

⁹ Los cinco puntos eran (i) ayudar a los más pobres a pagar la factura, (ii) aumentar recursos disponibles para inversión, (iii) definir los proyectos de mayor impacto, (iv) mayor competencia en la inversión y (v) más herramientas de vigilancia y control.

- Artículo 59, Numeral 1: *“Cuando la Empresa no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debida, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o terceros”.*

38 De esta manera se interrumpió el proceso de limitación de suministro y el pago de las acreencias de la empresa.¹⁰

39 Tras la toma de posesión de Electricaribe llevada a cabo por la Superintendencia de Servicios en uso de las facultades que le brinda la Ley 142 de 1994 (Artículo 58) el gobierno nacional se esforzó en buscar una solución a la gestión de la distribución y comercialización en la región. La primera decisión pertinente fue el concepto favorable para la contratación de una o varias operaciones pasivas de crédito interno otorgado por la banca, hasta por la suma de 320 mil millones de pesos, con garantía soberana para el Fondo Empresarial de la SSPD (CONPES 3875 del 29 de noviembre de 2016).¹¹

40 Luego de llevar a cabo el análisis de la situación de la empresa, el 14 de marzo de 2017 la SSPD toma la decisión de considerar la toma de posesión con fines de liquidación y entrar en una etapa de administración temporal con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica en el área atendida por la compañía.

41 Con miras a financiar la etapa de administración temporal, el gobierno amplió los créditos al Fondo Empresarial (CONPES 3910 de 2017) en 320 mil millones adicionales para pagar la compra de energía al mercado mayorista y acometer inversiones (de los cuales se utilizaron alrededor de 175 mil millones).

42 Electricaribe contrató el 9 de junio de 2017 a la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) con el objeto de adelantar las actividades necesarias para definir un modelo empresarial que permitiera la prestación del servicio de manera permanente. La FDN presentó, el 30 de mayo de 2018, una propuesta para lanzar un proceso abierto, transparente y competitivo para contar con un inversionista estratégico con capacidad financiera y técnica para gestionar la transformación que requiere el sistema. Este inversionista debería seleccionarse por medio de un concurso tradicional dividido en etapa indicativa y vinculante.

43 Durante esta transición corrigió el valor del empréstito por medio del CONPES 2933 de 2018 y lo aumentó a un total de 735 mil millones de pesos que cubriese las obligaciones de 2018 y 2019. Este monto estaba justificado por inversiones para los planes de inversión de la Resolución CREG-0115 de 2018 por un total de 781 mil millones de pesos.

44 El 29 de diciembre de 2017 Electricaribe absorbió a Energía Social.

¹⁰ Estimadas en 2,4 billones de pesos al momento de la toma de posesión, 1,8 de los cuales son con el sector financiero, 0,4 con el MEM y el resto con otros acreedores.

¹¹ El Fondo Empresarial es un patrimonio autónomo cuyo ordenador del gasto es el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios. Está constituido como herramienta para la estructuración de soluciones mediante esquemas de prestación de servicios públicos en empresas objeto de toma de posesión.

2.2.6 Ley 1955 de 2019 y nueva venta de la empresa

45 Con la llegada de la nueva administración y la adopción del Plan Nacional de Desarrollo “Pacto por Colombia, pacto por la equidad” se tomaron una serie de medidas para continuar con el proceso de reestructuración de la empresa y la adopción del nuevo modelo empresarial. En paralelo, se trabajó en la creación de un marco particular de regulación para la empresa de la mano de la celebración de un concurso para la adjudicación de los activos de la empresa al mejor postor.

Bases del nuevo marco específico para la región

46 El Plan le dedicó la Subsección 7 al problema del Caribe y propuso medidas específicas:

- Extender la vigencia del Fondo Empresarial y la capacidad del gobierno de financiarlo;
- Sobretasa de 4\$/ kWh para financiar el Fondo Empresarial (declarada inexecutable por la Corte unos meses después) para usuarios de estratos 4, 5 y 6 e industriales y comerciales;
- Contribución específica para el Fondo Empresarial;
- Asunción de la Nación del pasivo pensional de la empresa;
- Asunción de las deudas de la empresa con el Fondo Empresarial;
- Exención tributaria de traspaso de activos a los nuevos dueños;
- Régimen transitorio especial para la regulación de la actividad:
 - Se aumenta el límite de participación del mercado de comercialización establecido en 25% al 35%;
 - Se permite una regulación diferente a las demás; y
- Financiación de inversiones por medio de regalías sin que incidan en la tarifa.

47 Las medidas del PND se reglamentaron en Decretos del MME y Resoluciones de la CREG sobre las que volveremos más adelante. El Decreto 1645 de 2019 delegó en la CREG la función de establecer un régimen transitorio especial, de máximo 5 años, en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización del actual mercado de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. o de las empresas derivadas de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

48 En materia particular, el gobierno estableció en sus decretos que:

- Las pérdidas eficientes se consideran las actuales de Electricaribe y, tras el año quinto, las correspondientes a las empresas que la componen;
- Los gastos de AOM son la medida de los últimos 5 años de Electricaribe y nunca inferior al 3% de la Base Regulatoria de Activos de la empresa;

- Las metas de calidad tendrán como punto de referencia el año de corte (31 de diciembre a la presentación de la solicitud de cargos, no a su aprobación, como suele ser el caso); y
- Que las empresas podrían aplicar una opción tarifaria para suavizar las subidas tarifarias.

49 El Decreto 1231 de 2020 también expidió regulación específica al cargo de comercialización:

- La CREG debe actualizarlo para las empresas nuevas con base en riesgo de cartera y el costo base de comercialización;
- Opción tarifaria para el cargo de comercialización; y
- Vigencia de al menos cinco años hasta que se expidan los nuevos cargos.

50 La Resolución MME 4 0272 de septiembre de 2020 fue aún más allá al establecer que, transitoriamente, los cargos serían los de la empresa existente aumentada en 20% más 300 puntos básicos (o el 3%) por riesgo de cartera.

Venta de las nuevas empresas

51 El CONPES 3985 de 2020 dejó establecido el procedimiento para la venta de la empresa y los montos del activo pensional (1.5 Billones de pesos de 2018) que asumiría la Nación.

52 El primer intento de vinculación de capital fracasó en el año 2019 cuando solo un proponente presentó documentos de precalificación y no cumplía con los límites de concentración de la comercialización (25%). La FDN, en nuevo proceso, recomendó la separación de los mercados:

- CaribeSol: Atlántico, Magdalena y La Guajira; y
- CaribeMar: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre.

53 Y la asunción del pasivo pensional y las acreencias post toma de posesión (unos 2.2 Billones de pesos). Además, la FDN recomendó algunas de las medidas regulatorias que el ministerio y el gobierno adoptaron.

54 El FDN también estableció que lo prioritario era vincular inversionistas u operadores idóneos por encima del precio de venta.¹² Con miras a vincular capital privado, la SSPD hizo un roadshow por China, EEUU y Chile, además de varias ciudades colombianas, celebrando unas 70 reuniones en el espacio de 3 semanas.

55 Tras la celebración de la subasta y en paralelo con la expedición de la regulación, las empresas fueron adjudicadas por un monto no conocido a empresas nacionales:

¹² Según la SSPD los interesados en comprar deberían tener un patrimonio mínimo de US\$500 millones, acreditar que durante los últimos tres años tuvieron experiencia en la distribución y comercialización de energía y gas natural, además de haber manejado "por lo menos 600.000 usuarios" durante el mismo periodo. Finalmente, estar dispuestos a invertir \$7,1 billones durante los próximos 10 años para que la empresa logre la condición óptima para la prestación del servicio.

- Empresas Públicas de Medellín (EPM) fue elegida como la encargada de prestar el servicio de energía eléctrica en el segmento Caribe Mar, mercado con 1,51 millones de hogares en los departamentos de Bolívar, Sucre, Córdoba y Cesar; y
- Empresa de Energía de Pereira S.A. y Latin American Capital Corp. S.A. que conformaron el Consorcio Energía de la Costa asumió el segmento Caribe Sol con 1,21 millones de hogares en Atlántico, Magdalena y la Guajira.

2.3 Evolución de los costos de prestación del servicio (CU) en la región Caribe

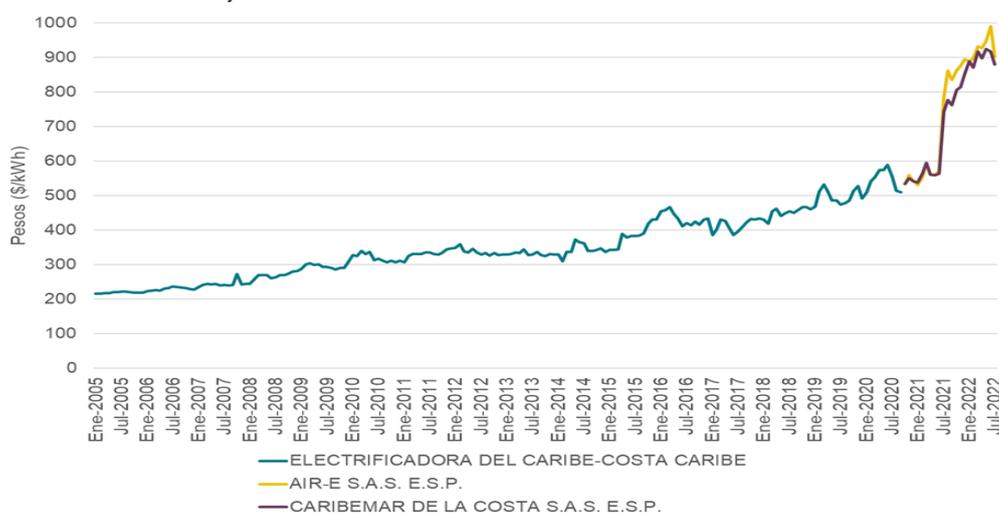
56 La llegada de las nuevas empresas y la regulación que les siguió han tenido un importante efecto en la evolución de las tarifas, aún con la opción tarifaria que permite postergar pagos del costo de prestación del servicio a períodos posteriores. Es decir, por medio de este sistema se generan déficits de recaudación que son posibles de sostener en la medida en que otros costos bajen para que las tarifas no se disparen.

57 Las tarifas en Colombia están bajo el régimen de libertad vigilada. Esto significa que el regulador fija las tarifas y las empresas las publican, las actualizan y las cobran. La SSPD está encargada de vigilar que se aplican las tarifas autorizadas por la CREG en las resoluciones de cargos. Por lo tanto, la mejor fuente de información sobre el CU es la de la SSPD que hemos podido consultar en toda su evolución histórica.

2.3.1 CU de las dos empresas

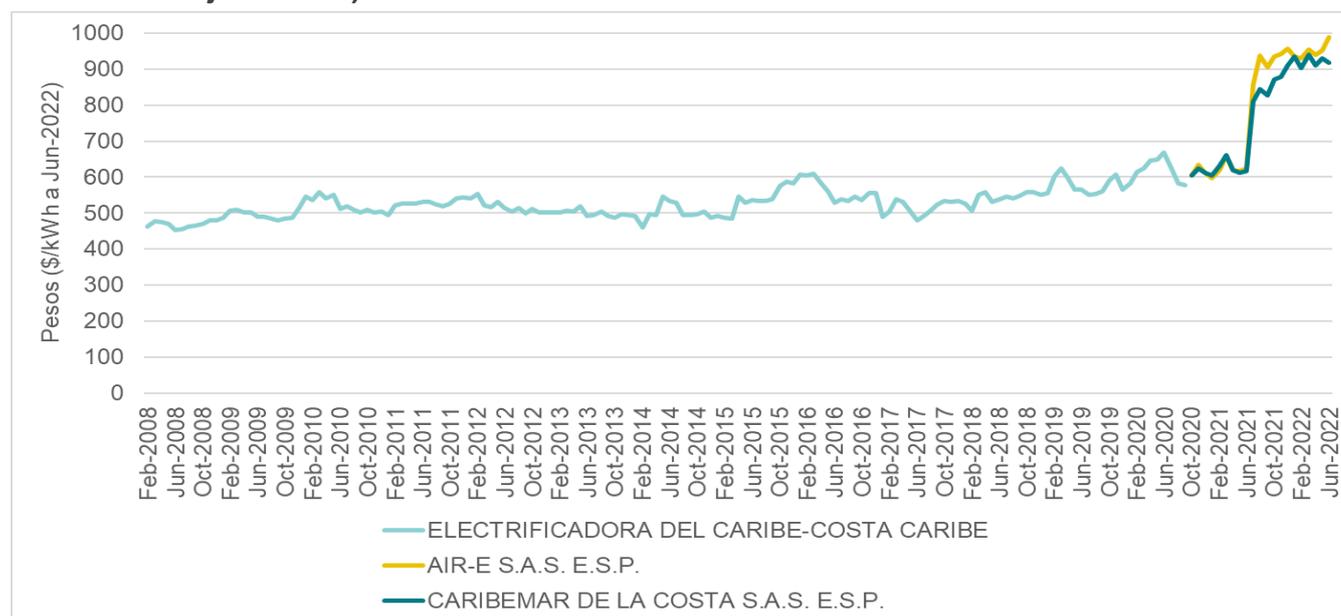
58 La evolución del Costo Unitario de Prestación de Servicio en la región Caribe puede verse en las siguientes gráficas, en términos nominales y deflactadas. En ellas se observa que el CU ha tenido una tendencia creciente en el tiempo, tanto en términos nominales como reales. Además, ha habido un incremento muy significativo a partir de mediados del año 2021.

Figura 2 Evolución del CU en la región Caribe (\$/kWh) (enero 2005- julio 2022)



Fuente: SSPD. Elaboración propia.

Figura 3 Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio, a pesos de junio de 2022 (febrero 2008 – junio 2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SSPD y el Banco de la República.

59 De manera más detallada, durante el período para el que disponemos datos de CU de Electricaribe, es decir, desde enero de 2005 hasta octubre de 2020, el CU ha crecido a una tasa promedio mensual del 0,43% en términos reales. En cambio, desde octubre de 2020 hasta julio de 2022, los CU de Air-e y Afinia han crecido a un ritmo promedio mensual del 2,53% y del 2,40%, respectivamente.

60 Vemos, por tanto, que gran parte del crecimiento se ha concentrado a partir de la entrada en vigor de las resoluciones de cargos para las empresas Air-e y Afinia (Resoluciones CREG 024 y 025 de 2021). En concreto, desde marzo de 2021 hasta junio de 2022, el CU se ha visto incrementado en un 50% y 39%, respectivamente.

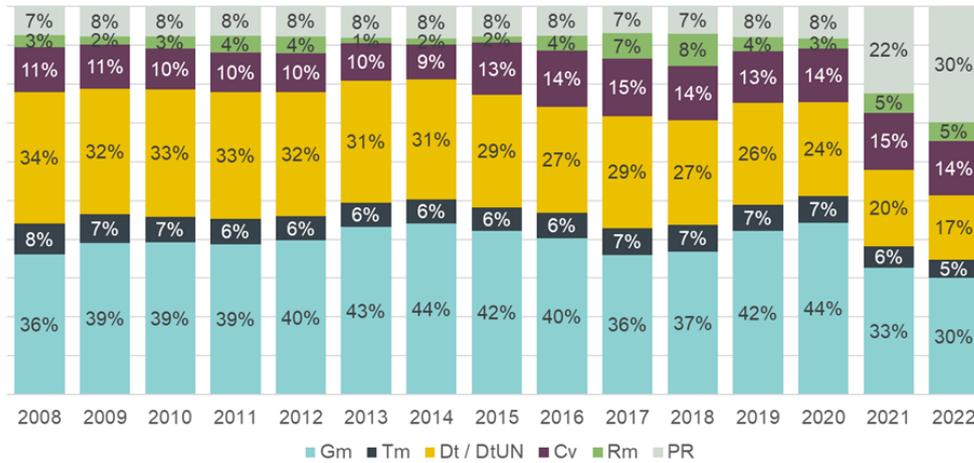
2.3.2 Impacto de los distintos componentes del CU

61 El CU se compone de los siguientes conceptos:

- Generación (Gm): Costo de compra de energía del comercializador minorista.
- Transmisión (Tm): Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN). Liquidado por LAC.
- Distribución (Dt): Costo por uso del Sistema de Distribución (STR). Cargos definidos por el LAC:
- Comercialización (Cv): Margen de comercialización del comercializador minorista.
- Restricciones (Rm): Costo de restricciones (reconciliaciones positivas y otros cargos regulados).
- Pérdidas (PR): Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas del comercializador minorista.

62 La siguiente gráfica muestra la contribución anual, en términos relativos, de cada componente del CU para Electricaribe, Air-e y Afinia.

Figura 4 Composición del CU: Electricaribe (2008-2020) Y Air-e (2020-2022)

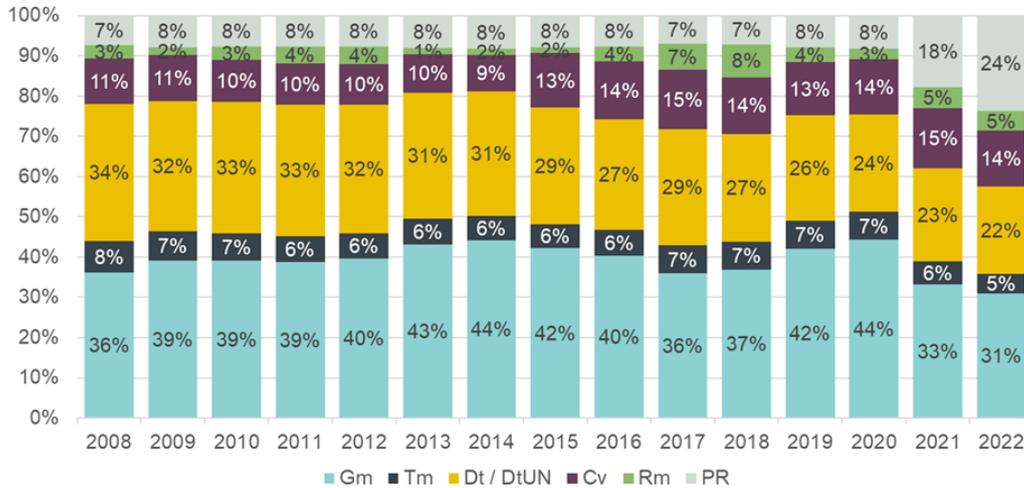


Fuente: Elaboración propia basada en datos de la SSPD.

Nota: El año 2022 considera el período de enero a julio.

63 Y, a continuación, para Electricaribe y Afinia.

Figura 5 Composición del CU. Electricaribe (2008-2020) y Afinia (2020-2022)

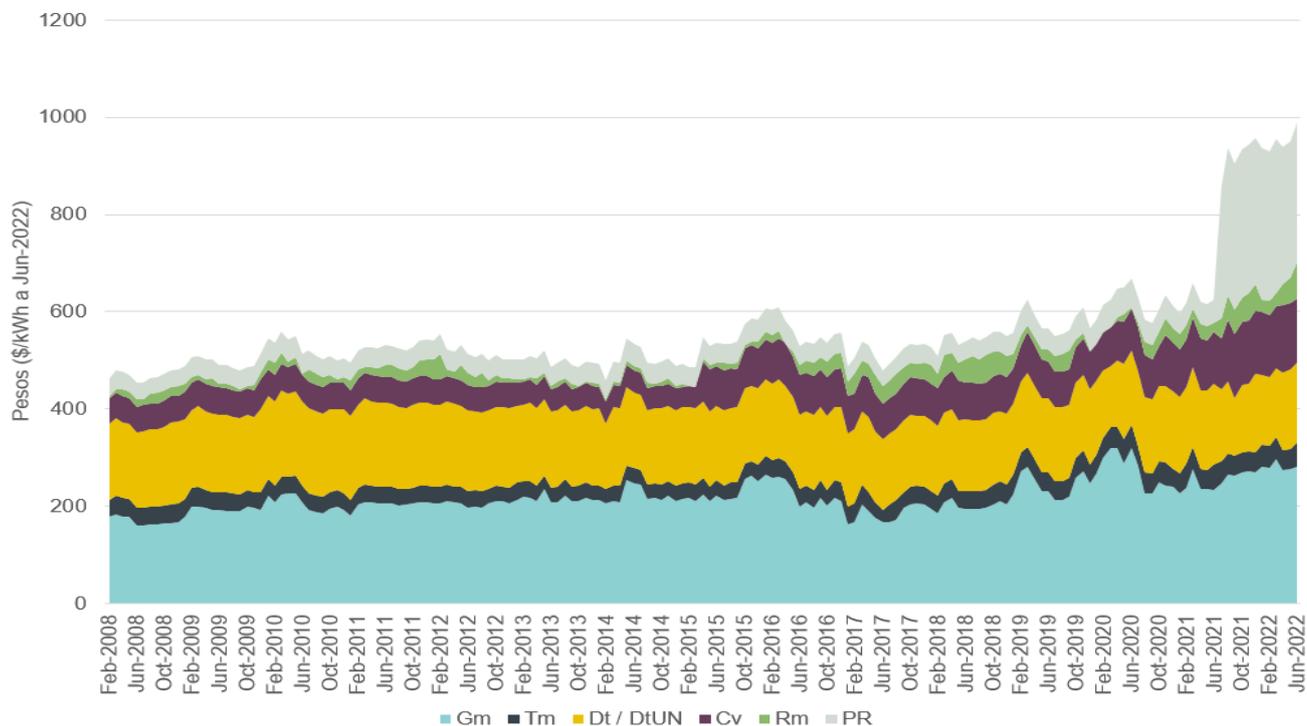


Fuente: Elaboración propia. Basado en datos de la SSPD.

Nota: 2022 corresponde al período enero-julio.

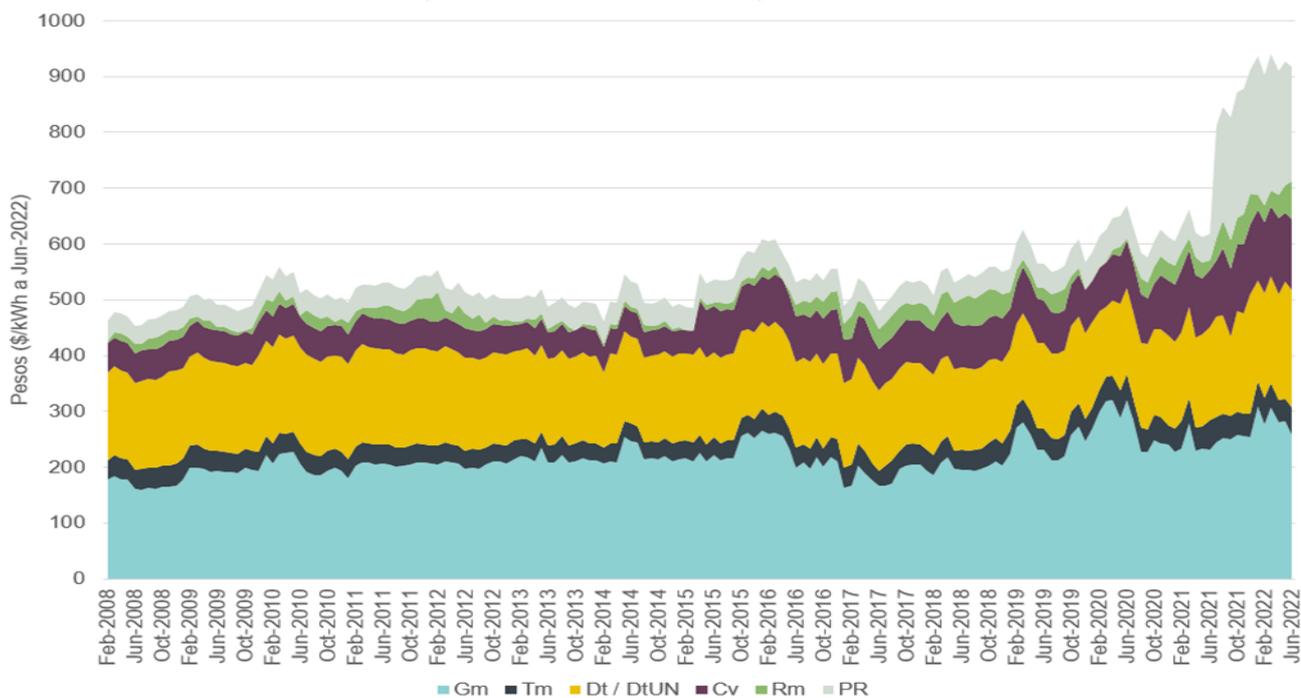
64 Seguidamente se muestra la evolución de los distintos componentes del CU para Air-e y Afinia. En ambos casos, puede observarse que el componente con mayor repercusión en alza del CU observado durante el período reciente es el de pérdidas.

Figura 6 Componentes del Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio, a pesos de junio de 2022, Electricaribe y Air-e (febrero 2008-junio 2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SSPD y el Banco de la República.

Figura 7 Componentes del Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio, a pesos de junio de 2022, Electricaribe y Afinia (febrero 2008 – junio 2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SSPD y el Banco de la República.

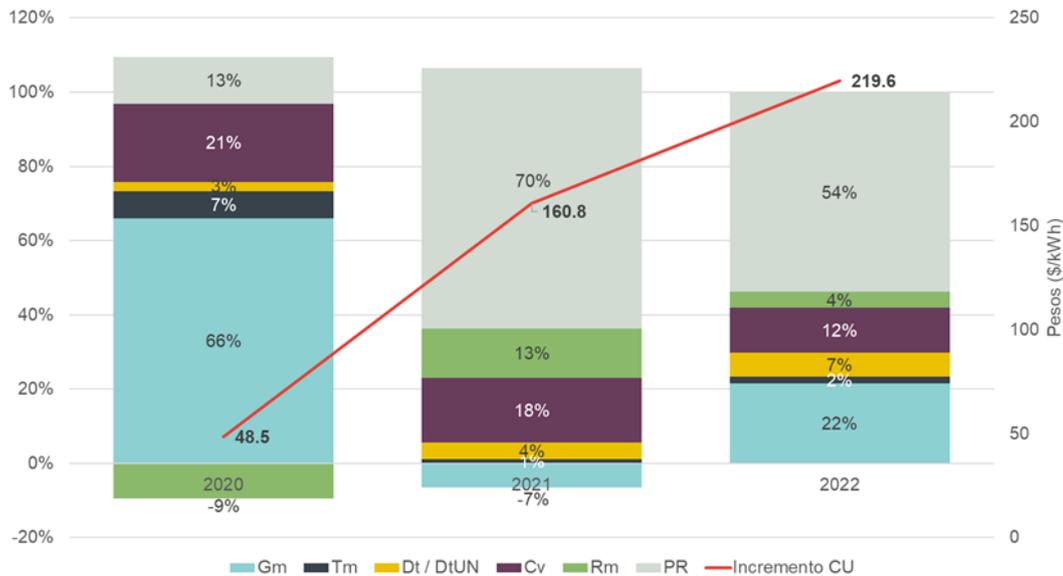
65 De las gráficas se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El componente de Pérdidas ha incrementado de manera significativa su contribución al CU a partir del año 2021. Durante 2008-2020 tuvo un peso del 7-8%, mientras que en el período 2021-2022 ha contribuido en un 18%-30%.
- El componente de Comercialización pasó a tener mayor impacto en el CU a partir del año 2015, pasando del 9-11% de la tarifa al 13-15%.
- El componente de Restricciones ha tenido una contribución estable en la tarifa, alrededor del 2%-5%, con la excepción de los años 2017 y 2018, que fue del 7%-8%.
- El componente de Transmisión ha tenido una contribución estable en la tarifa, en torno al 5%-8%.
- El componente de Generación ha tenido una contribución en torno al 40%, con la excepción de los años 2021-2022, que ha sido menor (31%-33%).
- El componente de Distribución ha aportado alrededor del 30% de la tarifa, pero éste ha bajado por debajo del 25% en el período 2020-22.

2.3.3 Resumen de los factores explicativos del alza de tarifas

66 Las siguientes gráficas muestran para Air-e y Afinia, por un lado, el incremento del CU con respecto del año anterior (línea roja) y, por otro lado, qué contribución en término porcentuales ha tenido cada uno de los componentes en el incremento del CU (barras).

Figura 8 Contribución en los cambios del CU. Air-e (2020-2022)

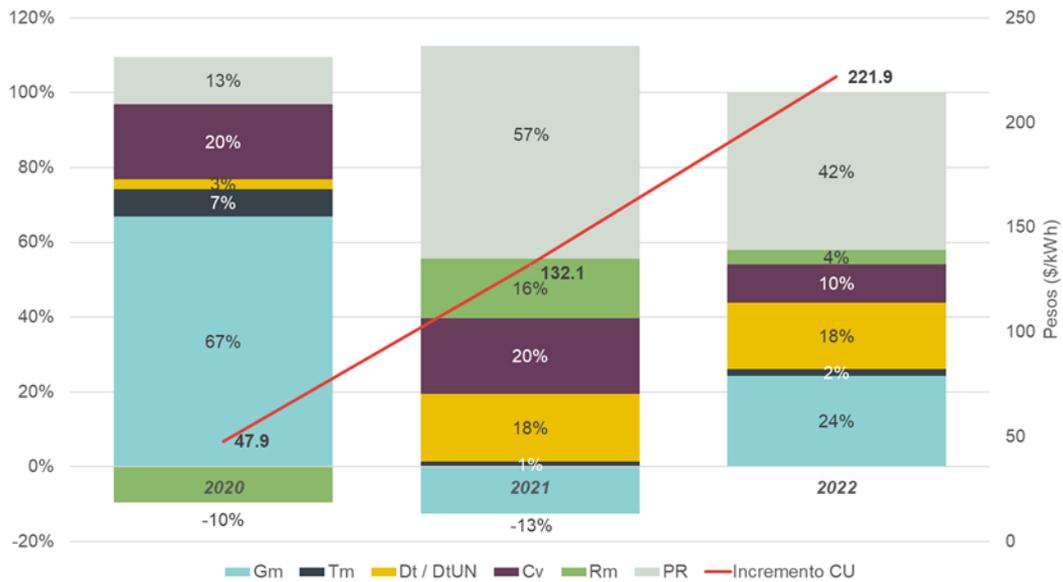


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SSPD.

Nota: El año 2022 considera el período de enero a julio.

Y, a continuación, el mismo análisis para Afinia.

Figura 9 Contribución de los cambios del CU. Afinia (2020-2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SSPD.

Nota: El año 2022 considera el período de enero a julio.

67 Vemos que desde la vigencia de los cargos de Air-e y AFINIA los mayores incrementos en el CU han sucedido en los años 2021 (+160,8 \$/kWh y +132,1 \$/kWh, respectivamente) y 2022 (219,6 \$/kWh y 221,9 \$/kWh, respectivamente). Si consideramos estos dos años, podemos concluir lo siguiente:

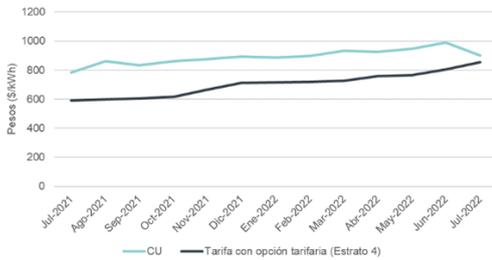
- El componente de Pérdidas es el mayor contribuyente de los incrementos en el CU. En el caso de Air-e, en el 2021 supuso el 70% del cambio y en el 2022, el 54%. Mientras tanto, en el caso de AFINIA, supuso el 57% y el 42%, respectivamente.
- El componente de Generación ha contribuido a la subida del CU en este último año en un 22-24%.
- El componente de Comercialización contribuyó en el año 2021 en aproximadamente un 20% a la subida del CU, mientras que en este año ha supuesto un 10%.
- El componente de Distribución ha tenido un comportamiento distinto para Air-e y AFINIA. En el caso de Air-e, tan sólo ha contribuido en un 4% y 7% de la subida del CU para los años 2021 y 2022. Sin embargo, en AFINIA ha supuesto cerca del 20% en los dos años.
- Finalmente, las Restricciones contribuyeron en alrededor del 15% en la subida del CU en el año 2021. En cambio, en el año 2022 pasaron a suponer apenas el 4%.

2.3.4 Efecto de la opción tarifaria

68 Esa subida de cargos no se materializa en la tarifa que la empresa cobra a los usuarios por el efecto de la opción tarifaria que postpone la recuperación de los costos reconocidos en el CU. La opción tarifaria ha permitido, hasta el momento, suavizar la tarifa para los consumidores de todos los estratos. Esto puede verse en la siguiente

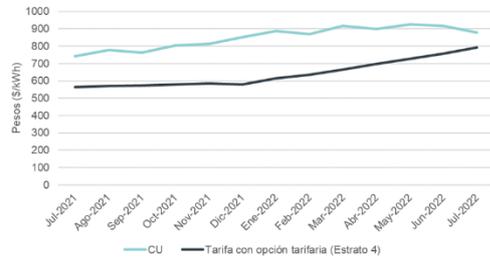
gráfica, que muestra el CU y la tarifa del estrato 4 (equivalente al CU) tras aplicar la opción tarifaria. Este es un alivio temporal porque el faltante debe recuperarse en los próximos meses hasta el final del año 5° del período tarifario.

Figura 10. Opción Air-E



Fuente: Elaboración propia a partir de la SSPD.

Figura 11. Opción Afinia



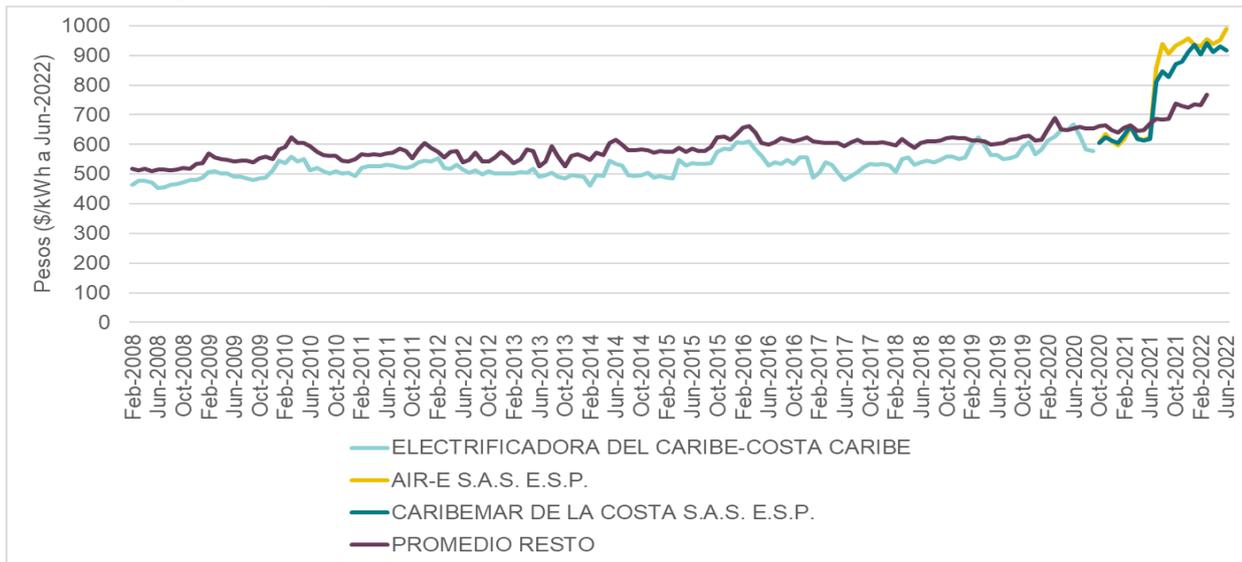
Fuente: Elaboración propia a partir de la SSPD.

69 Por este motivo, la masa tarifaria entre las dos curvas deberá cobrarse en los próximos años, lo cual, ceteris paribus, implicará un alza a menos que otros componentes caigan.

2.4 Comparación con las tarifas del resto del país

70 El análisis de la comparativa del Costo Unitario en la región Caribe con el resto del país muestra que, en términos generales, desde 2008 y hasta mediados de 2021 el Caribe ha tenido un Costo Unitario por debajo del promedio nacional. Sin embargo, a partir de entonces el Caribe ha superado de manera significativa el promedio nacional.

Figura 12 Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio, a pesos de junio de 2022 (febrero 2008-junio 2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la SSPD y el Banco de la República.

Nota: El promedio del resto del país se ha calculado como la media aritmética simple del resto de empresas. Datos hasta Marzo de 2022.

71 El cargo de distribución ayuda a explicar la diferencia histórica entre el Costo Unitario del Caribe y del resto del país. La siguiente gráfica presenta la relación entre el cargo de distribución y los metros de red de nivel 2 por usuario para un total de 23

3 LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y LA COMERCIALIZACIÓN

73 Parte de la historia del servicio en la región Caribe es la gestión y parte la regulación y política. La regulación, como veremos a continuación, ha estado muy influenciada por la política, pasando de un modelo basado en la eficiencia de empresas hipotéticas—predominio de estándares de eficiencia aplicados a todas las empresas—a un modelo más orientado a los costos de empresas específicas. Esto tiene varios ejemplos claros y para poder entender cuánto permite la Ley 142 de 1994 la introducción de estándares de eficiencia específicos, esta Sección tiene dos apartados generales:

- Criterios de la fórmula tarifaria; y
- Uso de costos de las empresas en la fijación de tarifas.

74 Y, después, resumimos la regulación aplicada en:

- Distribución,
- Comercialización; y
- Alumbrado público que, a pesar de no ser un servicio público domiciliario, puede afectar los costos unitarios del servicio y es pagado por todos los usuarios.

3.1 Guías para determinar estándares de eficiencia

75 En este apartado analizamos los criterios de la fórmula tarifaria y cuándo es posible utilizar costos de la empresa para su remuneración.

3.1.1 Criterios de la fórmula tarifaria

76 Las fórmulas tarifarias que adopten las Comisiones de Regulación en Colombia deben cumplir una serie de criterios básicos descritos en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994. A continuación, los desarrollamos uno por uno para poder comprender los límites de lo que puede hacer la regulación en Colombia.

Criterio de eficiencia económica

77 La Ley 142 de 1994 tiene un alto contenido económico-regulatorio. Esto es claro en los principios tarifarios documentados en el Artículo 87. El concepto de eficiencia económica que exige la Ley tiene muchas implicaciones y por eso lo reproducimos en su totalidad:

78 “87.1.- 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; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.”

79 Varias implicaciones se siguen del principio de eficiencia económica:

- Primero, las tarifas deben “aproximarse” a los precios de un mercado competitivo;
- Segundo, las tarifas deben fijarse basadas no en la historia, sino en los costos y productividad esperados;
- Tercero, no deben reflejar una gestión ineficiente.
- Cuarto, las tarifas se refieren a costos económicos (no costos incurridos ni contables); y
- Quinto, estos costos económicos son los de prestar el servicio reconociendo la demanda.

80 En resumen, las tarifas que fije la CREG deben fijarse en el precio que lo haría un mercado en competencia. En un mercado en competencia los recursos utilizados por las empresas se deben valorar a costo de oportunidad porque esta es la manera que se refleja la escasez; el costo de no poder utilizar recursos escasos en otra actividad productiva.

81 Un activo tiene valor en una actividad con independencia de su propiedad o con independencia de su costo de adquisición o de la forma en que se haya remunerado. Tiene valor, conocido como valor de uso, porque se puede utilizar en otra actividad por un tiempo y condiciones equivalentes. Valorar los insumos a costo de oportunidad es la clave para que las tarifas se asemejen a lo que haría un mercado en competencia.

Criterio de Neutralidad

82 Sobre neutralidad, la Ley 142 de 1994 lo considera, primero, como una de las restricciones para el ejercicio de la intervención del estado en la economía. (*Artículo 3.9: Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios.*) Y lo plasma, segundo, como uno de los criterios que debe cumplir la fórmula tarifaria:

83 *“87.2.- Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.”*

84 En economía se considera que, en un mercado competitivo, la discriminación de precios puede ser eficiente. Pero, en un sector regulado se considera que la única discriminación permitida es la que tiene una justificación de costos para que no haya subvenciones cruzadas (unos usuarios paguen menos que el costo del servicio a costa de otros usuarios que pagan más que el costo del servicio). Es decir, las tarifas deben reflejar el costo económico de prestar el servicio.

85 Esto tiene dos implicaciones:

- Igual costo, igual tarifa;
- Diferente costo, diferente tarifa.

Criterio de solidaridad y redistribución

86 La Ley establece la capacidad de que haya subsidios cruzados por condición social. Al artículo 87.3 dispone:

87 “87.3. Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.”

88 Este principio cambió cuando se otorgó un beneficio para los clientes y usuarios industriales, contemplados en el Decreto 2860 y 0654 de 2013, exonerándolos de una contribución del 20% al valor facturado del consumo mensual. Hoy día los subsidios de los estratos 1-3 deben ser cubiertos por medio de las compensaciones de los estratos 5 y 6 o cubiertos, en su defecto, por el fondo de Solidaridad.

Criterio de suficiencia financiera

89 La Ley también define el criterio de suficiencia financiera:

90 “87.4.- Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.”

91 El Artículo habla de la garantía de recuperar los siguientes costos:

- Operación;
- Expansión;
- Reposición;
- Mantenimiento; y
- Remuneración del patrimonio (en actividad de riesgo comparable).

Criterio de simplicidad

92 La definición es fácil de entender “Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.”

Criterio de transparencia

93 El criterio se explica como:

94 “87.6.- Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios”

3.1.2 Reconocimiento de costos

95 Una discusión que es muy relevante para los efectos de este estudio es saber si se deben incluir los costos reales o los costos eficientes de las empresas. La razón es que la Ley del Plan introdujo la posibilidad de un régimen específico y temporal a las empresas de la región Caribe y la CREG introdujo varios costos reales o indicadores reales del servicio. Veamos qué dice la Ley 142 al respecto.

96 La manera de retribuir costos está en el Título IV de la Ley 142 de 1994. Esta Ley pide a las autoridades regulatorias que fijen costos económicos eficientes y para hacerlo establece los criterios explicados arriba. Los criterios más ajustados a los costos reconocidos a la empresa son los de eficiencia y los de suficiencia, mientras que los criterios de neutralidad, solidaridad, simplicidad y transparencia tienen más que ver con las tarifas cobradas a usuarios y entre usuarios.

97 Por eso es prudente analizar lo que los criterios dicen respecto a los costos. Sobre los costos del criterio de eficiencia ya nos hemos referido a que son costos económicos que se basan en precios de mercado. No en vano, el criterio de eficiencia económica habla de que las tarifas deben “...reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.”

98 Los costos económicos de prestar el servicio corresponden a una empresa eficiente. La alusión a empresa eficiente es clara en los criterios de eficiencia “las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente” y suficiencia financiera “...recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable”.

99 Así, el estándar de la Ley es el de una empresa eficiente que es la que presta el servicio. No es la empresa en cuestión y de hecho, si la empresa en cuestión no alcanza suficiencia financiera (es decir, sus costos reales son mayores que los de una empresa eficiente) la Ley es clara:

100 “87.7.- Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.”

101 Es decir, que si la empresa es eficiente, la suficiencia financiera prima. Solo en la medida en que la empresa no sea eficiente, el régimen tarifario no reconocerá sus costos. De hecho, la Ley tiene claro que las tarifas no pueden recuperar pérdidas patrimoniales. El Artículo 94 dice:

102 “ARTICULO 94.- Tarifas y recuperación de pérdidas. De acuerdo con los principios de eficiencia y suficiencia financiera, y dada la necesidad de lograr un adecuado equilibrio entre ellos, no se permitirán alzas destinadas a recuperar pérdidas patrimoniales. La recuperación patrimonial deberá hacerse, exclusivamente, con nuevos aportes de capital de los socios, o con cargo a las reservas de la empresa o a sus nuevas utilidades.”

103 Asimismo, en la definición de los costos operativos que puedan permitirse podrá incorporarse información de la empresa, siempre y cuando sea eficiente. El Artículo 92 concluye:

104 *“ARTICULO 92.- Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación. En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia.*

105 Con ese propósito, al definir en las fórmulas los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares, pero que sean más eficientes.

106 *“También podrán las comisiones, con el mismo propósito, corregir en las fórmulas los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos.”*

107 Los costos operativos que pagan los usuarios son los costos basados en las empresas eficientes, lo que hace que las empresas más eficientes puedan tener beneficios si sus costos son inferiores al estándar de costos. Este estándar se basa en la información de la empresa y la de otras empresas, siempre y cuando sean eficientes. Es decir, los costos de la empresa se incluyen sólo si son eficientes, asegurándose así que el costo reflejado es el eficiente y no el de la empresa. De esta manera, a costo tanto económico como eficiente se remunera costo de operación para prestar el servicio.

108 En resumen, el servicio corresponde al de una empresa eficiente que es una construcción regulatoria basada en:

- Costo económico, no contable (o de adquisición);
- Precios de mercado, no los pagados por la empresa; y
- Los costos operativos de la empresa forman parte del cálculo del costo estándar siempre y cuando sean costos eficientes.

109 Estos son los estándares bajo los cuales debe evaluarse la regulación.

3.2 Regulación de la distribución

110 Desde que la Ley 142 de 1994 ha entrado en vigencia ha habido cuatro revisiones regulatorias (1997, 2003, 2008 y 2014—expedida en 2018). La Ley establece que la fórmula tarifaria tiene una vigencia de 5 años, pero en la práctica las revisiones han tardado más tiempo del previsto. La regulación por incentivos considera que es posible alcanzar eficiencia técnica y eficiencia asignativa.

- La eficiencia técnica es la que permite que las empresas reduzcan sus costos. La reducción de costos es posible a través de los incentivos que brindan mayores

beneficios lo cual es posible porque los ingresos de las empresas no dependen de los costos dentro del período regulatorio.

- Al dar incentivos para la eficiencia técnica, las tarifas comienzan a diferir de los costos y, por eso, para alcanzar eficiencia asignativa, la regulación debe alinearlos. Esto se hace en las revisiones regulatorias.

111 Al no realizar revisiones tarifarias cada 5 años se hace menos factible que las tarifas se actualicen con las ganancias de eficiencia. Por eso es conveniente que las revisiones regulatorias sean menos largas, cinco años es un período razonable. Lo cual es factible en la medida en que se alcance a tener un modelo regulatorio de largo plazo en lugar de los cambios grandes que se han dado en el tiempo. Ahora miramos en qué han consistido estos cambios.

3.2.1 Primera revisión regulatoria

112 En Colombia las tarifas están basadas en el concepto de costo medio de largo plazo. Esto implica encontrar el CAPEX y el OPEX de la empresa asociada con la demanda prevista para los próximos años y calcular el costo medio descontado.

113 Este es el modelo regulatorio prevalente en el continente desde que los chilenos desarrollaron el modelo de empresa eficiente. Se basa en la idea que el regulador debe remunerar las empresas al costo del entrante, que es una empresa hipotética. Algunos países dimensionan la red de acuerdo a modelos de optimización y sólo pagan los activos resultantes de este ejercicio, pero en Colombia se pagan todos los activos que estén en el inventario levantado por las empresas. Es decir, en Colombia, no se analiza la eficiencia en la inversión.

114 La eficiencia se introduce en el valor de reposición de los activos, en la determinación de los costos de operación y mantenimiento, llamados AOMs y en factores como calidad o pérdidas.

115 Los costos de AOM se establecieron como un porcentaje del costo de inversión y no se introdujeron medidas de calidad.

116 Pero, sin lugar a dudas, lo más interesante de esta revisión regulatoria estaba en el Artículo 6 del anexo No. 1 de la Resolución CREG-099 de 1997:

117 “6. LÍMITES MÁXIMOS EN LOS CARGOS

En el caso de los transportadores cuyo estudio de costos genere cargos por uso superiores al 120% del cargo promedio nacional en cada nivel de tensión, la Comisión adoptará una estructura de costos que considere el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo para esas empresas, del 120% de dicho promedio, con el fin de proteger a los usuarios de enfrentar sobrecostos por la expansión no económica de los Sistemas de Transmisión Regional y/ o Distribución Local.”

118 Respecto a las pérdidas, la regulación planteaba que se reconocerían los siguientes porcentajes:

- Nivel IV: 1.5%;

- Nivel III: 3.0%;
- Nivel II: 5.0%; y
- Nivel I: 15%

119 Para el primer año, con reducción de un punto porcentual, en este último nivel, para cada uno de los años siguientes del período regulatorio. Estos valores han sido modificados en varias ocasiones diluyendo la señal de eficiencia en la senda.

120 Las tarifas se actualizaban con el IPP menos un valor asociado a incrementos de productividad del sector eléctrico.

121 Para el caso de la región Caribe se fijaron, primero, cargos para las empresas departamentales, luego se englobaron para Electricaribe y Electrocosta. Las empresas de Electricaribe no tuvieron acotamiento de cargos con lo cual sus tarifas fueron inferiores al 120% del promedio nacional. Tras la expedición de los cargos, Electricaribe solicitó revisión de los cargos por tener, entonces, información adicional de los inventarios. La Resolución CREG-155 de 1997 estableció el tope de los cargos en (pesos de 1996):

- Nivel IV 6,1407 \$/kWh;
- Nivel III 13,8100 \$/kWh;
- Nivel II 23,9282 \$/kWh; y
- Nivel I 49,9556 \$/kWh.

3.2.2 Segundo período tarifario

122 La metodología del segundo período tarifario se estableció en la Resolución CREG-082 de 2002. Eso, a pesar de que muchos cargos fueron adoptados en el año 2000-2001. La innovación metodológica fue separar las metodologías del STN de la actividad de Subtransmisión, STR, y de distribución SDL. A las dos primeras les aplicaron un revenue cap (el riesgo de demanda lo incurre el usuario) y al SDL un Price cap (el riesgo de demanda es del distribuidor).

123 La metodología siguió con el concepto de unidades constructivas, inventario de activos y valor de reposición estimado por la CREG de acuerdo a estudios especializados. El AOM siguió siendo un porcentaje del valor de los activos.

124 En este período se pudo apreciar las dificultades que surgen si el valor de reemplazo cambia mucho. A pesar de que la tecnología no varía mucho en la distribución, los precios de los materiales sí lo hacen. Así, uno de los problemas principales es que la base de activo no se actualiza sino que se modifica. Esto lleva al problema de tener una remuneración volátil que en algunos casos va a favor de las empresas y en otros va en contra de las mismas.

125 Las pérdidas reconocidas fueron las presentadas en la Tabla 3.

Tabla 3 Pérdidas reconocidas

Año	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbano	Rural	Urbano	Rural
2003	1.35	1.47	1.53	5.05	6.47	10.34
2004	1.19	1.44	1.53	5.05	5.94	9.45
2005	1.04	1.41	1.53	5.05	5.41	8.56
2006	0.88	1.38	1.53	5.05	4.88	7.67
2007	0.73	1.35	1.53	5.05	4.35	6.78

Fuente: CREG-082 de 2002. Elaboración propia Resolución.

Nota: Para los niveles de tensión 1 y 2 el total es la suma ponderada por la capacidad de transformación en circuitos rurales/urbanos.

126 La calidad empezó a computarse con base en indicadores DES y FES, pero no se introdujeron compensaciones por baja calidad.

127 Electrocosta y Electricaribe apelaron la decisión de cargos (CREG-055 de 2003) tomada por la CREG y consiguieron que los expertos comisionados que participaron en su elaboración no pudieron analizar la apelación (recurso de reposición) por haber sido recusados por las empresas con base en un concepto emitido por el Grupo de Expertos. El Gobierno designó a la SSPD quien entonces nombró expertos ad-hoc para analizar el recurso contra la resolución de cargos.

128 La decisión de la CREG ad-hoc (Resolución CREG-074 de 2005) aceptó en parte los argumentos. Así, los cargos finalmente establecidos fueron:

Tabla 4 Cargos aprobados para Electricaribe (pesos de 2001/kWh)

	Resolución CREG-055-03				Resolución CREG-103-05			
	Nivel 3	Nivel 2	N1 Aéreo	N1 (sub)	N3	N2	N1a	N1s
2003	18.322	27.941	20.196	24.998	19.500	28.621	22.128	24.998
2004	18.299	27.901	20.196	24.998	19.474	28.580	22.128	24.998
2005	18.276	27.863	20.196	24.998	19.450	28.541	22.128	24.998
2006	18.253	27.823	20.196	24.998	19.425	28.500	22.128	24.998
2007	18.231	27.785	20.196	24.998	19.401	28.461	22.128	24.998

Fuente: Resoluciones. Nota: * El nivel 4 es un ingreso anual en millones de pesos de 54.584. Elaboración propia.

129 Y para Electrocosta:

Tabla 5 Cargos aprobados para Electrocosta (pesos de 2001/kWh)

	Resolución CREG-056-03				Resolución CREG-102-05			
	Nivel 3	Nivel 2	N1 Aéreo	N1 (sub)	N3	N2	N1a	N1s
2003	25.149	36.404	24.770	24.998	30.679	39.253	26.129	24.998
2004	25.097	36.334	24.770	24.998	30.616	39.178	26.129	24.998
2005	25.045	36.268	24.770	24.998	30.556	39.107	26.129	24.998
2006	34.437	36.199	26.130	24.998	30.494	39.032	26.129	24.998
2007	34.370	36.134	28.210	24.998	30.435	38.962	26.129	24.998

Fuente: Resoluciones. Nota: * El nivel 4 es un ingreso anual en millones de pesos de 54.584. Elaboración propia.

130 El recurso de reposición presentado por la empresa y resuelto por la CREG ad hoc redundó en un importante incremento tarifario. Algo similar pasó con las pérdidas.

131 Asimismo, las pérdidas reconocidas fueron las de las tablas 6 y 7. Un incremento muy sustancial respecto a lo aprobado por la CREG en primera instancia.

Tabla 6 Pérdidas reconocidas (%) Electricaribe

	2003	2004	2005	2006	2007
N4	1.35	1.1900	1.0400	0.880	0.7300
N3	1.47-2.8	1.44-2.61	1.41-2.43	1.38-2.44	1.35-2.07
N2	2.0561-4.798	2.0561-4.615	2.0561-4.44	2.0561-4.275	2.0561-4.084
N1	7.0484-12.361	6.4646-11.41	5.8808-10.691	5.2970-9.96	4.7132-9.236
TOTAL	11.925-21.309	11.1507-18.93	10.3869-18.6	9.6131-17.56	8.8493-16.12

Fuente: CREG-055-2003 y CREG-074 de 2005. Elaboración propia.

132 Y para Electrocosta

Tabla 7 Pérdidas reconocidas (%) Electrocosta

	2003	2004	2005	2006	2007
N4	1.35-	1.19	1.04	0.88	0.73
N3	1.47-2.8	1.44-2.613	1.41-2,435	1.38-2.25	1.35-2.07
N2	2.625-5.352	2.056-5.17	2.056-4.996	2.056-4.81	2.056-4.61
N1	7.674-13.24	7.032-12.463	6.390-11.69	5.748-10.91	5.106-10.14
TOTAL	13.119-22.74	11.718-21.436	10.896-20.16	10.064-18.85	9.242-17.54

Fuente: CREG-055-2003 y CREG-102 de 2005. Elaboración propia.

133 Estos incrementos tarifarios se hicieron al amparo del Decreto 3860 de octubre de 2005, “Por el cual se reglamentan los artículos 44 de la Ley 143 de 1994, 126 de la Ley 142 de 1994 y se dicta una directriz de política en cuanto a la revisión de tarifas”. Bajo el Decreto se creaba la posibilidad que la revisión tarifaria fuese aplicada no en el momento de la fijación de los nuevos cargos, sino en el momento de la prestación de la solicitud.

134 “ARTÍCULO PRIMERO. La Comisión de Regulación de Energía y Gas reconocerá, mediante los mecanismos que estime pertinentes, en las tarifas resultantes de los procesos de revisión tarifaria de que trata el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, los efectos económicos causados a partir de la fecha de la respectiva petición de revisión, siempre que sean derivados de las características especiales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica o de gas de cada región y que hayan sido reconocidas por la misma Comisión. [...] ARTÍCULO SEGUNDO. Para evitar el inmediato y directo impacto en las tarifas, el efecto tarifario que resulte de la aplicación del artículo anterior se realizará en forma gradual, comenzando a partir del primer día calendario que corresponda al mes inmediatamente siguiente a aquél en que quede en firme la resolución que modifique las tarifas y hasta la fecha de vencimiento del período de vigencia de las fórmulas tarifarias o el momento que determine la propia Comisión.”¹³

3.2.3 Tercer período tarifario

135 La nueva metodología fue establecida en la Resolución CREG-097 de 2008. El gran cambio fue la determinación de una fórmula para estabilizar la base de activos.

¹³ Algo similar se ha hecho recientemente con la retroactividad de las tarifas de Air-e y Affinia. Ver Sección 4. Esta retroactividad del año 2005-6 se estimó en 67.000 millones de pesos.

Así definió un concepto de base de activos, valor y activos, en lugar de activos y valor por definir en cada revisión. Así ponderó la base del 2002 con lo incremental de 2008, lo cual cambió en cierta medida el modelo hacia un modelo más parecido a reconocer un costo y amortizarlo.

136 La Resolución también modificó el AOM para reflejar algo de los costos reales y los costos estándares e introdujo un complejo sistema de calidad basado en medidas no utilizadas en otros países como:

Tabla 8 Cargos por uso de Electricaribe (fusionada)

	S/kWh de dic-2007
N4	192.015.630.059
N3	24.16
N2	39.11
N1	24.25

Fuente: CREG Elaboración propia.

137 Además de mayores cargos, las pérdidas reconocidas comenzaron a ser más exigentes de las fijadas en el anterior período, como puede verse en la Tabla 9.

Tabla 9 Pérdidas reconocidas (%)

	2008-2012
Nivel 4	0.99
Nivel 3	2.74
Nivel 2	2.02
Nivel 1	9.02
TOTAL	14.77

Fuente: Resolución 110 de 2009. Elaboración propia.

Nota: Cargo de comercialización fijado en 2.623 pesos por factura.

138 Y comenzó a operar un nuevo sistema de calidad basado en nuevos indicadores. Con la adopción de un esquema de calidad en el 2002, Colombia siguió un modelo de incentivos para la calidad como otros países. En la Resolución CREG-097 del 2008 se introdujo un sistema de incentivos destinados a mejorar la calidad del servicio de distribución, el cual sustituyó al antiguo esquema de estándares del 2002, conocido como el esquema DES y FES.

139 Los principios básicos del nuevo esquema de incentivos están en consonancia con la buena práctica regulatoria en este tipo de sistemas, esto es:

- Se asocia las penalizaciones/recompensas, remuneración a un indicador de los costos que causan las interrupciones de energía a los usuarios del servicio.
- El sistema es simétrico y da lugar a penalizaciones/recompensas o, en una palabra, compensaciones;
- Se permite a los ORs dichas compensaciones durante un período suficientemente largo como para que las inversiones en mejoras de calidad sean suficientemente rentables.

- El nivel de referencia bajo el cual se compara la calidad brindada por el OR es distinto para cada OR, reconociendo así la heterogeneidad existente entre los costos/posibilidades de aumentar la calidad en distintas redes.

140 Sin embargo, al final de período regulatorio se podía constatar que la calidad no había mejorado de forma sustancial, especialmente en el nivel de Tensión 1. Las causas de este pobre desempeño del esquema de calidad se deben a la presencia de ciertos elementos del esquema de incentivos que desvirtúan los principios básicos sobre los cuales se pretendía basar el mismo. En la práctica, las penalizaciones y recompensas que recibían los ORs por incrementos o disminuciones de la energía no suministrada, ENS, no guardaban relación con los costos que causan las interrupciones de energía a los usuarios.

141 El principal problema era que el incentivo no era simétrico, los ORs pagaban un precio superior al Costo de Racionamiento, COR, cuando la calidad empeoraba (es decir, incrementos en la ENS), y recibían precios inferiores al COR cuando la calidad aumentaba. Esto termina afectando la simetría del régimen que la CREG consideraba fundamental en su diseño del esquema de calidad y que está claramente establecido como fundamental para no sesgar las decisiones de los ORs en el tema de calidad.

142 Los principales elementos del esquema que podrían estar impidiendo mejoras en los niveles de calidad de la actividad de distribución son los siguientes:

- El valor del costo de racionamiento (COR)
- La definición del indicador de calidad ITAD;
- Las bandas de indiferencia; y
- El requisito de aumentar calidad en todos los grupos de calidad.
- El esquema de compensación a los usuarios peor servidos.

3.2.4 El nuevo modelo de la Resolución CREG-015 de 2018

143 La expedición de la Resolución CREG-015 de 2018 fue muy accidentada. Se expedieron bases tarifarias y 4 propuestas (CREG-179-2014, 024-2016, 176-2016 y 019-2017) para finalmente desembocar en la Resolución CREG-015 de 2018.

144 El modelo es un cambio importante en cuanto centra los esfuerzos en los planes de inversión, es decir cambia el énfasis de un esquema basado en remunerar los activos existentes y definir el costo medio de largo plazo, a un esquema basado en inversiones, mayor certeza de recuperar lo invertido (en activos y en su valor) y seguimiento de los activos. Es decir, se pasa de un modelo de costo de reemplazo sin optimizar a costo de reemplazo con optimización regulatoria. Las diferencias se pueden apreciar en la tabla 10.

Tabla 10 Nuevo modelo de remuneración de la distribución

Característica	Regulación 1997-2018	CREG-015 de 2018
Depreciación	Implícita y creciente	Lineal
Pago al capital	Decreciente	Decreciente
CAPEX	Constante en el período	Decreciente y función de la inversión realizada
Valor base de activos	Cambiante en cada revisión	Constante desde su entrada en la base
Activos en la base	Las unidades constructivas del inventario	Los existentes y aceptados en el plan hasta que acaben vida útil o salgan de servicio
Incentivos a invertir	Aumento en la demanda si el costo de expansión era inferior al costo medio	Plan de inversiones
Extensión vida útil	Se extendía si el activo seguía en el inventario	Caso a caso

Fuente: Resoluciones mencionadas en el texto. Elaboración propia.

CAPEX

145 El modelo se puede resumir como basado en el Costo de Reposición Depreciado de activos aceptados por el regulador. Los ingresos anuales por inversiones dependen del valor definido de la base regulatoria de activos (BRA) y para el inicio del período regulatorio se definió una base inicial de activos asociada con la infraestructura en operación a diciembre de 2017, la cual se actualiza anualmente considerando la depreciación de los activos, sumando las nuevas inversiones y restando los activos que salen de operación.

146 Las nuevas inversiones se reconocen a partir de valores de referencia definidos por la CREG. Estos valores se fijan con base en criterios de eficiencia en costos y las empresas deben presentar un plan detallado de inversiones a ejecutar en un período de 5 años. El plan debe incluir criterios de eficiencia técnica y económica de mediano y largo plazo, análisis de riesgos en la operación asociados con los niveles de obsolescencia y antigüedad de los activos y el cumplimiento de metas de mejora de calidad del servicio y reducción de los niveles de pérdidas.

Fórmula del precio

147 Siguiendo la tendencia en la cual la CREG buscaba dar certidumbre al OR por medio de un esquema de revenue cap (donde el riesgo de demanda lo asume la demanda) aplicado en el nivel 4 en las anteriores revisiones regulatorias, la CREG modificó el esquema del modelo de Price cap (en el que el riesgo de demanda es del OR) en todos los niveles al modelo de revenue cap.

Calidad

148 Tras los problemas vistos en el modelo anterior, la CREG modificó varias cosas. Decidió centrarse, como en el comienzo, en un esquema de calidad basado en la duración y frecuencia de las fallas (interrupciones del servicio). Así, en la nueva

metodología se utilizan como indicadores de calidad del servicio indicadores internacionales como son el SAIDI y el SAIFI. Se establecen niveles de eficiencia iniciales de calidad del servicio, por empresa, para duración y frecuencia y se establecen mejoras anuales del 8% respecto del valor de referencia.

149 Se definen tres esquemas de calidad del servicio:

- Calidad individual: Se fijan estándares de calidad, duración y frecuencia, para 9 grupos de calidad del servicio en función de ruralidad y condiciones ambientales. Cada usuario es parte de alguno de los 9 grupos y elegible para compensaciones, como descuento en su tarifa, cuando se incumpla la calidad que le corresponde;
- Calidad media: con la senda de calidad de cada OR se calcula una media para todo el sistema y se pagan compensaciones o recompensas en caso de déficit o superávit de la calidad media; y
- Calidad extra: para los usuarios que requieran una calidad de servicio superior a la regulatoria se les permite pactar una calidad superior asumiendo los costos derivados. Esto requiere de un contrato OR-usuario.

Pérdidas

150 El nivel de pérdidas autorizado es función del real y del nivel de inversiones, realizadas anualmente, que la empresa presente como plan de reducción de pérdidas.

151 Se reconoce una senda en la cual el punto final, tras cinco años, es el nivel de pérdidas eficientes estimado para cada empresa y cuyo valor inicial es función del nivel de inversiones ejecutado. El valor inicial puede ser el real—cuando el nivel de inversiones es alto—o valores menores para empresas con menores niveles de inversión.

152 Siguiendo lo establecido en el Decreto 387 de 2007, se aprueban planes de reducción de pérdidas para las empresas que lo soliciten. Asimismo, se permiten niveles de pérdidas superiores para usuarios en áreas subnormales.

AOM

153 Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, establece un valor inicial de referencia basado en los costos históricos de las empresas (período 2012-2016) y, para su evolución, se hace un benchmarking entre los ORs de la muestra.

154 Para los activos nuevos, se emplean porcentajes eficientes de referencia y, adicionalmente, se reconoce un porcentaje adicional (0,5%) por condiciones ambientales a aquellos activos que se encuentren a menos de 30 km del mar.

155 La CREG no revisa el AOM real en el período, dando un incentivo a mejorar la eficiencia del OPEX debido a que el OR puede obtener ingresos adicionales si logra mejorar los valores de referencia establecidos.

Aplicación a Electricaribe

156 El 17 de septiembre de 2018, Electricaribe solicitó cargos bajo la Resolución CREG-015 de 2018. La CREG emitió varios autos para llevar a cabo la revisión, pero la empresa, tras la expedición del régimen especial para las empresas de la región consagrado en la Ley del Plan (Ley 1955/2019), retiró la solicitud.

157 La CREG tuvo que reglamentar la regulación singular de estas empresas que analizamos en la Sección 4.

3.3 La regulación de la comercialización

158 La comercialización de clientes que no estén abastecidos en el mercado libre es regulada por la CREG. Como el comercializador es el agente que entra en contacto con el cliente final, es aquel a quien le factura el costo de prestación del servicio que incluye todos los componentes del costo, además de su propio costo. Por este motivo es importante entender cómo se adicionan todos los costos de la cadena desde la producción hasta el consumo final y cómo se determina el ingreso regulado del comercializador.

159 El costo de comercialización es otro de los componentes que explica el aumento del CU en la región Caribe. Por eso es importante conocer cómo se regula y cómo ha ido evolucionando la regulación desde la expedición de la Ley 142 de 1994. La regulación de la actividad de la comercialización ha transitado por diferentes etapas desde la aprobación de la metodología de 1997.

160 En esta Sección analizamos las etapas transitadas desde 1997 para poder entender de qué manera han cambiado los costos de prestación del servicio para justificar las alzas tarifarias.

3.3.1 Inicios de la regulación CREG-031 de 1997

161 Bajo la metodología establecida por la resolución, el Costo Unitario de comercialización se origina de la aplicación de una fórmula publicada por la CREG. Este costo es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias, que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores.¹⁴

162 El Costo Unitario de comercialización parte de un Costo Base de Comercialización eficiente (margen regulado aplicado al importe de la factura – fijado en un 15% sobre el costo eficiente fijado con la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997) que se divide por el consumo facturado medio de cada empresa a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicado el cargo, para obtener un valor unitario. De igual manera, este costo estaba indexado a la inflación, medida por el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Finalmente, los costos unitarios se ajustan con base en

¹⁴ Durante el período de vigencia de las fórmulas, los comercializadores podían actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen (la actualización tendrá lugar cada vez que el costo de prestación del servicio acumule una variación de por lo menos un tres por ciento (3%).

un factor de eficiencia regulado, que la Resolución 31 1997 establece en un factor del uno por ciento (1%), de tal manera que el esquema incentive la eficiencia de las empresas al separar los costos de los ingresos.

163 El cargo variable de comercialización tenía dos problemas:

- Primero, que la demanda incluida para calcular el costo medio incluía los usuarios no regulados. Como a estos no se les cobra el cargo de comercialización entonces los ingresos de comercialización no cumplían con el principio de recuperación de costos.
- Segundo, que un cliente con consumo más alto que el medio tiene un cargo alto, ya que paga el costo medio de un consumidor de menor consumo multiplicado por su energía. Esta subvención cruzada es un incentivo para que los grandes usuarios dejen la tarifa regulada.

164 Para establecer el costo base de la comercialización, la CREG, estableció una metodología basada en fronteras de eficiencia utilizando la metodología de “Análisis Envoltente de Datos” (AED) para dos grupos de empresas separadas por la mediana de los costos de comercialización:

- Establecer los costos del servicio para cada comercializador;
- Separar las empresas en los dos grupos mencionados;
- Hacer un AED con variables explicativas como:
 - Densidad (Facturas/km de Red),
 - Escala (Número de Facturas), y
 - Nivel de Productividad (Planta de Personal).
- Se le adiciona un margen del 15% al costo eficiente estimado.

165 La Resolución también estableció que los costos de generación crecerían con el Índice de Precios al Productor. Lo cual no tiene mucho de razonable porque el precio de la energía no tiene por qué crecer con el índice de precios del productor. Más razonable es indexar, en parte al menos, con el precio de la energía de la Bolsa. La razón es que mucho del componente de generación en la fórmula está representado por contratos de energía y para que un contrato de energía quiera respetarse a lo largo del tiempo debe ser razonable para las dos partes. Es decir, el contrato no debe quedar fuera de mercado de tal manera que el comprador quiera deshacerlo si el precio de mercado es muy bajo o el vendedor, si el precio de mercado es muy alto. La indexación del componente de generación puede crear problemas si la inflación es alta, como es el caso en el momento de elaboración de este informe.

166 De acuerdo con lo previsto por el artículo 3° de la Resolución CREG-113 de 1996, los comercializadores podrán efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención de clientela. Este cobro

mínimo será equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de esta fórmula, valorado en \$/factura.¹⁵

167 Este cobro mínimo se podrá facturar únicamente cuando la liquidación de los consumos de energía y/o de potencia del usuario, sea inferior a dicho cobro mínimo, caso en el cual la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación de los consumos de energía y/o potencia del usuario.

168 La CREG fijó el criterio de eficiencia del cargo base de comercialización en características del mercado y no en los costos de una empresa. A pesar de que la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997 partía de variables explicativas de la empresa (p.e. planta de personal), con la Resolución 007 de 1999 se permitió que los comercializadores que deseen prestar el servicio de electricidad a usuarios regulados en un mercado existente no requerirán obtener la aprobación previa de un costo base de comercialización por parte de la Comisión. Para tal efecto, el Costo Base de Comercialización (Co*) a aplicar será el ya aprobado para el respectivo mercado. Es decir, ya no se refirió al costo base de un comercializador, sino al del mercado.¹⁶

3.3.2 Nuevo período tarifario (2007)

169 Conforme a lo establecido en el año 1997, la CREG debía informar, con un año de antelación, las bases sobre las que expediría los cambios a la metodología de comercialización. Entre el año 2002 y 2005 la CREG sometió a consulta varias propuestas de resoluciones que regulaban las bases sobre las cuales se establecería la fórmula tarifaria, así como las bases sobre las que se establecería el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad. Estas consultas corresponden a las resoluciones CREG-047 de 2002, CREG-068 de 2002 y CREG-019 de 2005.¹⁷

3.3.3 Intervención del gobierno

170 Pero ninguna propuesta llegó a concretarse en nuevos cargos porque el gobierno nacional, en el año 2007 y mediante los decretos 387 y 4977 de 2007, ordenó a la CREG incorporar las políticas establecidas en dichos decretos a más tardar el 1 de enero de 2018. Esta fue la primera vez que se utilizaron decretos del gobierno para modificar la regulación de la CREG, pero no sería la última. Se hizo en temas de gas y, ahora, por medio de la creación de un régimen especial para Electricaribe.

171 El primer decreto establecía que:

¹⁵ Esta resolución también actualiza los parámetros de potencia que limitan la participación de un usuario en el mercado competitivo. Los niveles de potencia son los siguientes: * Hasta el 31 de diciembre de 1997 1.0 MW, y, a partir del 1o. de enero de 1998 0.5 MW o 270 MWh.

¹⁶ En el evento de que un comercializador desee prestar el servicio en un mercado para el cual la CREG no haya fijado un Costo Base de Comercialización (Co*), deberá presentar ante la Comisión el estudio de costos necesario para que la Comisión apruebe dicho Co*.

¹⁷ La CREG sobre todo buscaba mejorar la manera en que se fijaban los costos de generación para los usuarios regulados. Concluía la CREG en sus análisis que las diferencias de precios entre el suministro al mercado regulado y al mercado liberalizado no lograban explicarse por fundamentales del mercado y buscó la manera de hacer subastas centralizadas que incluyeran a los dos mercados. Estas propuestas nunca fueron llevadas a cabo a pesar de haberse debatido durante casi 10 años (p.e. el Sistema Estandarizado de Contratos, el Mercado Organizado Regulado, etc.).

- Los comercializadores que atendieran usuarios regulados verían reconocidos sus costos de compra de energía si utilizaban los mecanismos establecidos por la CREG (eliminación de riesgo de compra “ineficiente” y regulación basada en el proceso de compra, no en el resultado de la compra);
- La CREG permitiría la remuneración de programas de reducción de pérdidas;
- El costo eficiente de reducción de pérdidas no técnicas (fraude) se le debe pagar al OR y será asumido por todos los comercializadores del mercado.

172 El segundo decreto, 4977, precisó la manera en que se tratarían las pérdidas no técnicas y las pérdidas técnicas, estableciendo:

- Para el cálculo de la demanda comercial de un mercado, las pérdidas técnicas por la energía transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización se asignarán a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales.
- La CREG debe definir la metodología de cálculo para determinar y asignar estas pérdidas.
- Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la CREG, mediante una senda.
- En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial.
- Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final sólo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador.

173 Es decir que con esto se acepta que todo operador tiene pérdidas no técnicas aún el más eficiente. El problema es establecer cuáles son éstas.

3.3.4 Respuesta de la CREG

174 Las modificaciones establecidas por los decretos se vieron reflejadas en la expedición de la Resolución CREG-119 de 2007. En lo que respecta a la comercialización, las modificaciones incorporadas en esta Resolución se explican a continuación. La Resolución detalla, a su vez, un régimen transitorio hasta la entrada en vigor del nuevo sistema tarifario.

175 En primer lugar, la diferencia sustancial con el régimen anterior corresponde a que, ahora, el nuevo costo de comercialización lo forman un componente fijo (Costo Base de Comercialización en \$/factura) y un componente variable (Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista en \$/kWh).

176 El componente variable se divide en dos partes. Por un lado, unos costos variables establecidos en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización. Por otro lado, un término que calcula los costos unitarios (en función de las ventas totales a usuarios finales, regulados y no regulados, del comercializador minorista, en kWh asociados a contribuciones a las entidades de

regulación (CREG) y control (SSPD), a los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC y a los Costos y Garantías en el Mercado Mayorista.

177 Durante el periodo transitorio hasta la definición de la regulación posterior, los costos variables de comercialización corresponderían a los establecidos con base a la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 (Margen del 15% y meta de eficiencia del 1%). En lo que respecta al componente fijo, este permanecería siendo cero. Sin embargo, durante este periodo de transición a la fórmula del cargo variable por comercialización se le añadirían varios componentes para incluir los costos asociados a contribuciones a la CREG, SSPD, Centro Nacional de Despacho y ASIC y Garantías en el Mercado Mayorista.

178 Pero los subsidios por los nuevos cargos de comercialización establecidos por la CREG hicieron dar marcha atrás al gobierno. En septiembre de 2009, el Gobierno de la Nación aprobó el decreto 3414 de 2009, por el cual condicionaba el establecimiento del componente fijo del cargo por comercialización a la viabilidad financiera de su aplicación en el momento de establecer la nueva metodología. Esto se debe a que la introducción de dicho componente incrementa el cargo por comercialización, y como consecuencia, también el esfuerzo presupuestario necesario para financiar el subsidio a los estratos 1 y 2, que crece acorde al incremento del cargo por comercialización. Dado que este subsidio corre a cargo del Presupuesto General de la Nación, el componente fijo del cargo por comercialización implica un esfuerzo financiero adicional.

3.3.5 Fórmula vigente

179 Una vez más, la CREG llevó a cabo una serie de consultas durante los años 2009 y 2010. En este caso, las consultas estaban relacionadas con el límite para contratación de energía en el mercado competitivo, con un nuevo reglamento de comercialización del servicio público de energía eléctrica, la adopción de Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica.

180 A su vez, mediante la Resolución CREG-044 de 2012, la CREG publicó y sometió a consulta el proyecto de resolución “por el cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”. Este proyecto se materializa en el documento CREG 100-2014, que especifica la metodología propuesta.

181 En el Decreto 1937 de 2013 se derogó el literal g) del artículo 3o del Decreto 387 de 2007, que disponía: “Los usuarios regulados pertenecientes a un mismo mercado de comercialización sufragarán el servicio prestado por los comercializadores minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de: i) Un monto uniforme único que refleje el costo base de comercialización, y ii) Un margen de comercialización”.

182 La Resolución CREG 180 2014 establece una nueva metodología para determinar los costos de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, en línea con los proyectos de ley anteriores y comentarios recibidos. Dicha metodología establece un costo base de comercialización y un costo variable de comercialización.

183 El costo base de comercialización difiere para cada mercado de comercialización y corresponde a los gastos totales en la actividad de comercialización en 2013, calculados de acuerdo con el artículo 7 de la resolución, divididos por el número de facturas expedidas en dicho año y en el correspondiente mercado. A su vez, el resultado es ajustado con un factor de eficiencia específico de cada mercado de comercialización, calculado de acuerdo con lo establecido en el anexo 1 de la resolución.

184 El costo base de comercialización se actualiza mensualmente a la evolución de la inflación, ajustado por un factor X que tiene por objetivo incentivar mejoras en eficiencia. Este factor tendrá valor cero durante el primer año de vigencia de la metodología, se incrementará en 0.00725 cada año y se mantendrá a partir del quinto año de vigencia de la resolución.

185 El costo variable de comercialización corresponde a la aplicación conjunta de un margen operacional definido por la CREG, de un riesgo de cartera del comercializador en cada mercado y de un factor compensador de costos financieros asociados al ciclo de comercialización, aplicado sobre la suma de costos de compra de energía para usuarios regulados, costos por uso del sistema de transmisión y distribución, costos de compra, transporte y reducción de pérdidas y costos de restricciones de servicios asociados con la generación.

186 La resolución fija el margen operacional en un 2.73%.

3.3.6 Nuevo CU

187 Con la Resolución cambia el CU vigente desde el año 1997. Las pérdidas aparecen, ahora, como un costo aditivo del CU:

$$C_{ijm}^* = [G_{ijm-1} + T_{m-1} + D_{1jm-1} + PR_{1jm-1} + R_{im-1}][mo + RC_{ijm} + CFE_{ijm}]$$

188 Donde los subíndices i son para el comercializador en el mercado j para el mes m.

- C*: Costo variable de la actividad de comercialización.
- G: Costo de compra de energía para los usuarios regulados en el mes m-1 (Resolución CREG 119 de 2007).
- T: Costo transmisión nacional para el mes m-1.
- D1: Costo por el uso de los sistemas de distribución en el nivel de tensión 1
- PR1: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión 1;
- R: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación.
- mo: Margen operacional definido en el artículo 13 de la CREG 180 de 2014
- RC: Riesgo de cartera del comercializador i, en el mercado de comercialización j, para el mes m (artículo 14).
- CFE_{i,j,m}: Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización (artículo 18).

189 En el cómputo del factor de riesgo de cartera, específico a cada mercado, se incluye una ponderación de los factores de riesgo asociados a atender a diferentes tipos de

usuarios como, entre otros, usuarios tradicionales, usuarios en áreas especiales y usuarios ubicados en barrios subnormales.

3.3.7 Cargos aprobados a las empresas que prestan el servicio en la región Caribe

190 En esta sección se exponen los principales cambios que han tenido lugar en los cargos por comercialización aprobados a las empresas que han formado Electricaribe desde 1998 en el contexto de la regulación y metodología vigente en cada momento.

Resolución 108 de 1998

191 El Costo Base de Comercialización expresado en \$/factura, para la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. aplicable a los usuarios regulados que estén conectados a cada uno de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local siguientes, se fija como máximo en:

Tabla 11 Cargos de Comercialización electrificadoras

Empresa	\$ diciembre de 1995/factura
Atlántico	2.735
Guajira	2.673
Magdalena	1.604
Cesar	2.492
Bolívar	3.788
Sucre	2.868
Magangué	2.910
Córdoba	1.604

Fuente: Resoluciones de tarifas, Elaboración propia.

192 Tarifas muy heterogéneas como puede apreciarse con las diferencias de Bolívar y Magdalena/Córdoba.

193 Con la unificación de mercados de Electricaribe y Electrocosta las tarifas se fijaron en:

- Electricaribe: 2.478 \$/factura (pesos de diciembre de 1995)
- Electrocosta: 2.408 \$/factura (\$ Dic. 1995).

Resolución 110 de 2009

194 El Costo Base de Comercialización, expresado en \$/factura, aplicable a los usuarios regulados atendidos en el nuevo mercado resultante de la integración de Electrificadora de la costa Caribe S. A. ESP, y la Electrificadora del Caribe S. A. ESP, se fijó en dos mil seiscientos veintitrés pesos de diciembre de 1995 (\$2.623), por factura.

Resolución 36 de 2015

195 Esta resolución incorpora los cambios metodológicos establecidos por la Resolución 180 de 2014 y aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

196 El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.SP., Electricaribe, conforme a lo establecido en el artículo 6o de la Resolución CREG 180 de 2014 es:

Tabla 12 Cargo fijo de comercialización

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Cfj [\$ dic-2013 / factura]	8.328.96	8.033.28	7.737.60	7.441.93	7.146.25

Fuente: Normativa. Elaboración propia.

197 La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., Electricaribe, conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es de 0,0586 %.

198 La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014 es de 17,82%.

Resolución 188 de 2020

199 El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.SP., Electricaribe, conforme a lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 180 de 2014 y la Resolución MME 40272 de 2020 es:

Tabla 13 Revisión del cargo de comercialización

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Cfj [\$ dic-2013 / factura]	8.328,96	8.033,28	7.737,60	7.441,93	8.575, 5

Fuente: Normativa. Elaboración propia.

3.4 Alumbrado público

200 Otro cargo importante en las tarifas es el cargo por alumbrado público. El alumbrado público es un servicio regulado por el ministerio de minas, en cuanto a reglamentación técnica, competencia de los municipios que lo pueden prestar de manera directa o contratar a un tercero para que lo preste por medio de una concesión. Este tercero necesita ser representado por un comercializador ante el mercado mayorista de energía y la CREG fija los cargos máximos para la prestación del servicio.

201 Este cargo está regulado en la Resolución CREG-123 de 2011, después que el Decreto 2424 de 2006 reglamentara el sistema de prestación del servicio. El Decreto

2424 de 2006 asignó a la CREG el diseño de una metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio, así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público, con base en lo dispuesto en los Literales c) y e) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994. El Decreto establece que la CREG podrá adoptar un régimen de libertad de precios o libertad regulada, de acuerdo con las reglas previstas en la Ley 142 de 1994.

202 El servicio de alumbrado público comprende las actividades de suministro de energía al sistema de alumbrado público, la administración, la operación, el mantenimiento, la modernización, la reposición y la expansión del sistema de alumbrado público. Lo esquemas de contratación permitidos por la regulación son, principalmente, de 4 tipos:

- Contrato del municipio con un comercializador para el suministro de energía eléctrica destinada al servicio de alumbrado público, cuyo régimen se somete a las Leyes 142 y 143 de 1994 y a la regulación de la CREG.
- Contrato de concesión o similar para las demás actividades para la prestación del servicio de alumbrado público (Inversión y Administración, Operación y Mantenimiento) que se somete al régimen del Estatuto de contratación estatal.
- Contrato de recaudo y facturación conjunta de la contribución de alumbrado público con un tercero o un prestador del servicio de energía eléctrica. El régimen contractual aplicable corresponde al contenido en el Estatuto de contratación estatal, para el segundo caso también es aplicable la regulación que para el efecto expida la CREG.
- Contrato de interventoría idónea que se sujeta a las normas sobre contratación estatal en caso de que el servicio sea prestado por un tercero (Sección 700 del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, RETILAP, expedido por el Ministerio de Minas y Energía).

203 La regulación establecida por la CREG remunera inversión y AOM. La inversión comprende los activos en servicio y las inversiones en modernización de la infraestructura. El servicio de alumbrado público se presta a través de redes propias o de las redes del operador de red local. El Sistema de alumbrado público instalado en las redes del OR local se compone usualmente de las luminarias, los controles de las mismas, la acometida de conexión y en algunos casos de quinto conductor de alumbrado público, y se conecta en la mayoría de los casos a la red de nivel de tensión 1 del OR local. La infraestructura del OR local de este nivel de tensión remunerada al 100% en los cargos de red de uso.

204 La CREG separa los elementos para inclusión en el cargo del OR y los que se incluyen, exclusivamente, en el Sistema de Alumbrado Público. Así, las actividades contempladas para su inclusión en el CU son:

- Suministro de energía eléctrica;
- Uso de infraestructura compartida con el OR;

- Reposición, modernización y expansión de la infraestructura compartida
- AOM de infraestructura compartida.

205 Y las actividades incluidas en el Servicio de Alumbrado Público son por activos de uso específico.

206 Para el suministro el cargo máximo es el del CU del comercializador, pero el contrato puede tener un precio acordado entre las partes que debe ser inferior al del CU. Para inversiones específicas se remuneran a costo de reposición a nuevo con el WACC de distribución. Se incluyen en estas inversiones únicamente las que no hayan sido cedidas por el municipio para prestar el servicio.

207 Al estar fijado el cargo por suministro en el mismo valor que el del CU, los problemas de indexación del costo de generación incluidos en el CU también aplican aquí.

4 EL RÉGIMEN TRANSITORIO Y SINGULAR PARA LA REGIÓN CARIBE

208 Como pudo apreciarse en la Sección anterior, la regulación tiene una tendencia clara que se deriva, en parte, de algunos de los decretos que reglamentan los planes de reducción de pérdidas y, en parte, de una actitud regulatoria más basada en los incentivos y en el costo para la empresa que en el costo del servicio. La tendencia es la de pasar de un modelo hipotético de empresa eficiente a un modelo de empresa eficiente basado en los resultados de la empresa regulada.

209 Podemos sintetizar entonces la regulación colombiana en un tránsito paulatino de un modelo de empresa eficiente hipotética a un modelo de empresa eficiente basada en costos. Este reconocimiento de los costos y el desempeño de la empresa puede verse en varios temas como:

- Migrar de utilizar únicamente un porcentaje del valor de los activos como valor del AOM a utilizar, también, los AOMs de la empresa como base de remuneración;
- Fijar la senda de pérdidas incorporando las pérdidas reales de la empresa;
- Fijar la senda de reducción de pérdidas acuerdo a planes de inversión específicos para cada empresa. Esto contrasta con los modelos originales de sendas para el sistema y no sendas para cada empresa;
- Migrar de un modelo basado en los activos existentes, pero revalorado en cada revisión regulatoria con base en valor de reemplazo a nuevo, a un modelo basado en reconocimiento de los activos al momento de su inclusión;
- Utilización de planes de inversión para romper el problema de subinversión del sector en lugar de remunerar lo existente;
- Utilizar algunos costos de comercialización de la empresa como variable independiente del modelo de benchmarking de costos de comercialización;

210 Entre otras. Puede decirse que este cambio de dirección coincide con los decretos de la segunda mitad de la década del 2000, que también estuvo caracterizada por la introducción de cargos con destinación específica (FAZNI, FOES, FAER, PRONE, etc.) y mayores subsidios aunque con la eliminación de la contribución. Pasamos de un modelo muy orientado por el concepto de competitividad a un modelo centrado en atracción de la inversión.

4.1 Aspectos del marco singular

211 La Ley del Plan (Ley 1955 de 2019) es un paso adicional en esa dirección. No sólo reversa las decisiones de separación de actividades (sustituyendo un modelo de excepciones previas a la expedición de la Ley 142 en un modelo generalizado y contrario a la tendencia internacional), sino que permite concentración en comercialización. Pero en términos regulatorios introduce un marco específico, aunque se dice temporal por 5 años (Decreto 1645 de 2019), al esquema de prestación

de servicio en la región. Este marco está más orientado a los costos reales de las empresas de lo que es el caso para las demás empresas del sistema.

212 En la Sección 2 analizamos cómo el gobierno nacional, en su Plan de Desarrollo, decidió crear un marco excepcional para la prestación del servicio en la región Caribe. A modo de resumen recordemos que:

- Ley 1955 de 2019: Los artículos 315 y 316, autorizaron al Gobierno nacional, a asumir directa o indirectamente el pasivo pensional y prestacional de la empresa, así como su pasivo asociado al Fondo Empresarial;
- Ley 1955 de 2019 (Artículo 318): elimina los límites de cuota de mercado a la comercialización de energía;
- Ley 1995 de 2019 (Artículo 318): establece la posibilidad de un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización del actual mercado de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

213 El gobierno expidió el Decreto 1645 de 2019 que establece los lineamientos que debe seguir la CREG en su función delegada, entre los que sobresalen:

- Reconocer las particularidades propias de la región Caribe, en materia de determinación de pérdidas de energía, calidad del servicio y fecha de reconocimiento de activos.
- Período de 5 años a partir de la expedición de los cargos;
- Utilizar información del año anterior a la presentación de la solicitud de cargos;
- Utilizar el AOM real de Electricaribe para expedir los cargos o de al menos 3% del valor de los activos;
- Pérdidas para cada empresa iguales a las del mercado de Electricaribe;¹⁸
- Cargo de comercialización igual para las dos empresas y basado en el de Electricaribe; y
- Permitir que los operadores propongan la transición para incrementos en la tarifa.

214 Decreto 1231 de 2020: modifica algunos de los lineamientos del Decreto 1645 de 2019. Basado en la instrucción del CONPES 1645 de revisar el cargo de comercialización para poderlo aplicar a las dos empresas propuestas, el Gobierno le delegó al Ministerio la labor de analizar el costo base de comercialización y el cálculo del componente de riesgo de cartera.

215 El ministerio determinó que tal revisión consistía en:

- Incrementar el costo base de comercialización de 2020 en 20%; y
- Aumentar en 300 ppbb el resultado mensual del riesgo de cartera.
- 5 años de período de gracia en estándares de pérdidas técnicas/no técnicas; y
- Transición en calidad.

¹⁸ La Superintendencia de Industria y Comercio en el ejercicio de su función de abogacía de la competencia solicitó que las pérdidas permitidas se desagregaran por mercado y no para toda la empresa.

216 Tras la adjudicación, a finales de marzo de 2020, de los negocios de Caribe Mar y Caribe Sol a EPM y al Consorcio Energía de la Costa (Enerpereira) se constituyeron las dos nuevas empresas Afinia y Air-e respectivamente.

217 El compromiso de inversión de las dos empresas es, en los primeros 5 años, de \$3,2 billones para Caribe Mar y \$2,6 billones para Caribe Sol aumentando a \$5 billones para el primero y \$3,7 billones para el segundo en un lapso de 10 años.

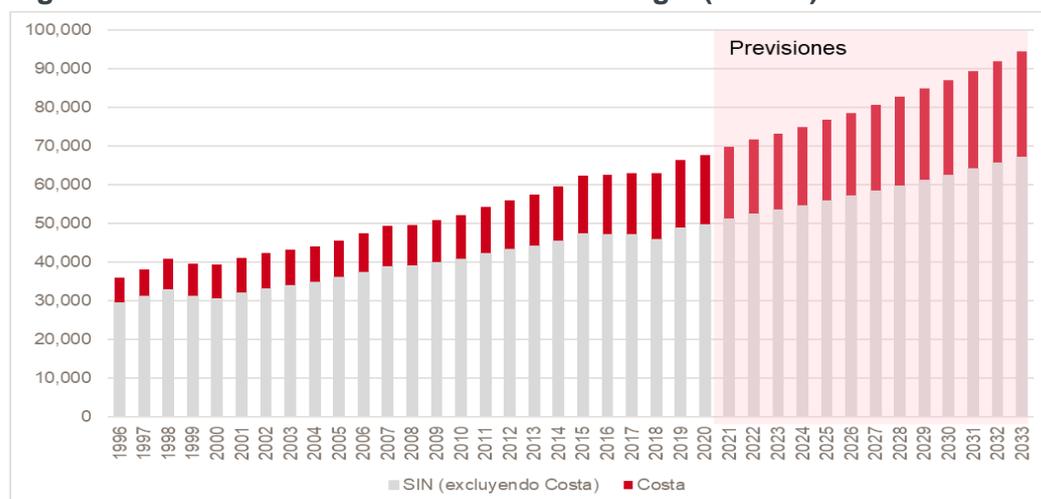
4.2 Interrogantes sobre el modelo singular y transitorio

218 Todas las medidas tomadas parecen tratar de romper el círculo de bajo nivel comentado arriba. Por medio de la inversión, nueva gestión, un modelo a la medida de los mercados y una importante alza en el CU y las tarifas se pretende solucionar el problema anterior. El modelo es integral en cuanto a que parte de una empresa saneada en sus pasivos históricos y cuyas tarifas deberían dar un flujo de caja suficiente similar al del precio de compra.

219 La evolución de la regulación y del modelo de gestión y la necesidad de un marco especial para la región Caribe no son más que confirmación de que el esquema no ha dado los resultados esperados. Otras regiones del país han logrado la sostenibilidad y competitividad que le ha sido esquiva a la región Caribe y esto podría ser una excepción entendible si la región no fuera una parte tan importante del mercado de electricidad de Colombia.

220 La región Caribe representa alrededor de ¼ de la demanda interconectada de Colombia y su importancia no para de crecer. La demanda de energía en la región ha tenido tasas de crecimiento más altas que el resto del país en la mayoría de los años de la muestra. Las únicas excepciones son 2003-2005 y 2020, esto hace que la participación de la región Caribe en la demanda de energía haya pasado de 17,8% en 1996 al actual 26,5% y que se espere que alcance el 29% en 2033.

Figura 15 Evolución de la Demanda de energía (GWh-d)

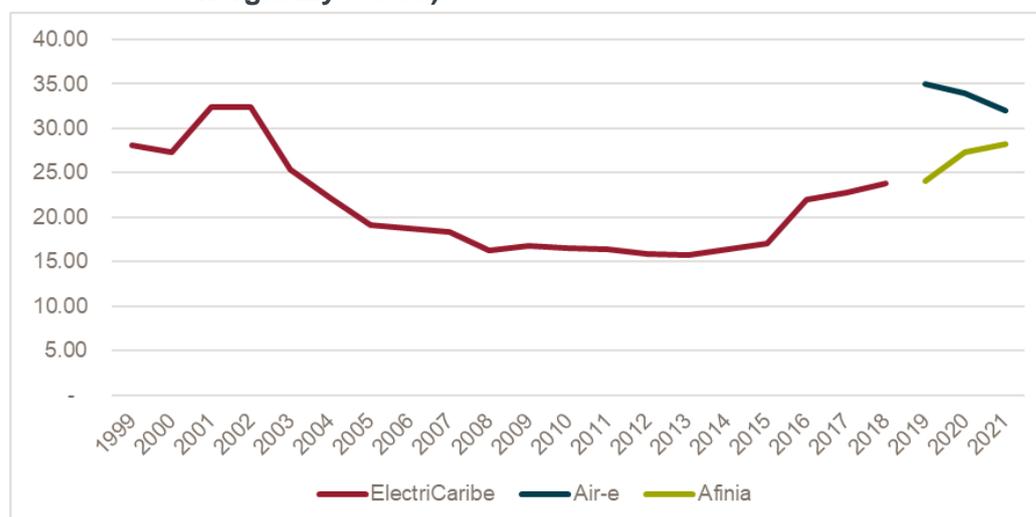


Fuente: UPME. Elaboración propia.

Nota: A partir de 2021 son previsiones de la UPME.

221 Pero el problema de las pérdidas continúa siendo excesivo. Aunque es complejo armar una serie histórica de las pérdidas de energía por la diversidad de fuentes de información que hacen las comparaciones difíciles, sí tenemos alguna evidencia que el nivel de pérdidas es alto y, peor aún, que tras 25 años de regulaciones no mejora.

Figura 16 Pérdidas de energía en la región Caribe (en porcentaje de la energía inyectada)



Fuente: CONPES, Defensoría del Pueblo, Contraloría, Naturgy, Asocodis, Elaboración propia.

222 Como las pérdidas no mejoran, el CU sube a pesar de tener un aumento de demanda que, por economías de escala, debería redundar en una reducción en el Costo Unitario. Tras múltiples medidas en lo regulatorio, en política pública, tras haber incluido programas de reducción de pérdidas, tras haber financiado inversiones, tras haber tenido 4 operadores diferentes, tras haber permitido a terceros llevar a cabo las inversiones y haber dado subvenciones durante muchos años el panorama de prestación del servicio en la región no parece consistente con 25 años de reformas.

223 Ahora se da inicio a un nuevo modelo, pero el incremento del CU plantea serias dudas sobre su sostenibilidad por los efectos que estas alzas tienen sobre la industria y los hogares vulnerables de los que la región Caribe tiene muchos. El incremento en el CU y la aparición de un déficit de tarifa (los ingresos corrientes no cubren los costos reconocidos) por el uso de la opción generan problemas por los siguientes motivos:

- Los usuarios van a experimentar tarifas altas, reflejo de pérdidas negras, lo cual representa un castigo a los usuarios que cumplen con la reglamentación;
- El incremento del CU genera mayores subvenciones en un momento en el cual la situación fiscal no es holgada;
- Cobrar menos hoy de lo que se debiera y más mañana de lo que se debiera genera usos ineficientes de la energía;
- No es evidente que las tarifas no vayan a subir en exceso porque la inflación aumenta, porque los precios de la Bolsa han sido muy bajos en el pasado reciente y tras 6 años, sin fenómeno del Niño, sin contar con Hidroituango, con un margen

de reserva estrecho y con incrementos en los precios de los combustibles las perspectivas de precios en generación deben ser al alza;

- El déficit de tarifa genera comportamientos indeseables como la posibilidad que se abuse de él para mantener tarifas en función del ciclo electoral.

224 Este modelo singular implica una interpretación algo amplia de la Ley 142 en algunos aspectos como son:

- El estándar de eficiencia aplicado a las pérdidas reconocidas;
- El Delta retroactivo (reconocimiento de pérdidas desde la fecha de entrada en vigor de la resolución de cada mercado hasta el momento de su aplicación); y
- La retrospectividad de los cargos,
- En que un usuario de la región puede pagar mayores tarifas, por mayores pérdidas, que otro usuario de las mismas características en otras zonas del país.

225 Que se suman a algunas dificultades que arrastra el sistema actual como:

- La indexación del G por IPP; y
- Incluir las inversiones en la remuneración antes que entren en servicio.

226 La retrospectividad es un problema desde el punto de vista de derechos de los usuarios porque implica que los usuarios no conocen la tarifa antes del consumo y utilizar las pérdidas reales como estándar de eficiencia cuando han sido inferiores en el pasado pone un peso alto en el regulador de demostrar que corresponden a una empresa eficiente. La diferencia de tarifas sin que haya una explicación de costos del servicio es, probablemente, contraria al principio de neutralidad de la Ley 142 de 1994.

227 Todas estas son preguntas válidas, pero nos centramos ahora en el impacto de estas tarifas sobre la pobreza y la competitividad del sector industrial.

5 ALZAS DE LAS TARIFAS DE ENERGIA EN LA REGIÓN CARIBE Y SU IMPACTO EN POBREZA Y COMPETITIVIDAD

228 En las secciones anteriores se presentaron las consideraciones legales y normativas con respecto al cálculo del CU en la región Caribe. A partir de dicho análisis, en esta sección, se presentan los resultados de las estimaciones de los impactos generados por el alza tarifaria en la pobreza monetaria y extrema en los hogares y en la competitividad de la industria manufacturera de la región Caribe.

5.1 Efectos directos de los cambios en el precio de la energía en los hogares

229 Una variación en las tarifas de energía incide sobre el nivel de precios de una economía y, por consiguiente, en el bienestar de la población, especialmente la más vulnerable. Si estos se incrementan, los consumidores pierden poder adquisitivo, tanto por pagar más por los productos energéticos, como por el aumento general en el nivel de precios que se genera a través del cambio en la estructura de costos de producción de los diferentes sectores económicos (Arellano & Chapa, 2017).

230 Dicho efecto es mucho más pronunciado en los hogares de bajos ingresos debido a que estos destinan una mayor proporción de su presupuesto que otros hogares al consumo de energía, lo que los expone a un mayor nivel de vulnerabilidad ante choques inesperados en sus tarifas (Tuttle & Beatty, 2017). Aumentado su propensión a la pobreza y por consiguiente a la inseguridad alimentaria (Ribar & Hamrick, 2003).

231 En el Caribe colombiano viven cerca de 11 millones de personas en sus ocho departamentos, la región tiene un departamento insular, una cinta costera de cuatro ciudades importantes, una región continental con tres capitales y un sector rural atrasado y muy pobre.

232 Para el 2019 concentraba el 22.4% de la población del país, tenía el 29% de los pobres y el 32% de los pobres extremos. De sus 11 millones de habitantes, un poco más de 5 millones se encontraban bajo la línea de pobreza.

233 En cuanto a la distribución de las clases sociales, en el 2021 el 46% de los hogares en el Caribe pertenecían a la clase pobre y el 30% a la vulnerable; con diferencias importantes dentro de sus departamentos. Atlántico, Sucre y Córdoba concentran una mayor cantidad de estos en clase vulnerable, lo que los vuelven mucho más susceptibles de regresar fácilmente a la pobreza ante distintos choques económicos. En una región con estas características, es de esperarse que las alzas en las tarifas de energía impacten la pobreza monetaria y extrema.

234 Para calcular los impactos de las alzas en las tarifas de energía en la región Caribe sobre la pobreza se utilizó la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) desde enero de 2016

hasta diciembre de 2021¹⁹, con periodicidad mensual y representatividad nacional²⁰ para las principales áreas metropolitanas del país, que además, tiene información socioeconómica y de distribución de ingresos de los hogares. En total, se contó con una muestra de 1.26 millones (230.000 en promedio por año) de hogares distribuidos en Colombia para todo el periodo de análisis.

235 Por su parte, la información de tarifas de energía se obtuvo de los datos publicados de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), esta entidad es la encargada de vigilar que se apliquen las tarifas autorizadas por la CREG por lo que se considera la fuente de información más confiable.

236 Las tarifas de energía se agruparon según los departamentos del país donde los prestadores tienen cobertura. En total fueron 19: Bogotá D.C, Antioquia, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Córdoba, Cundinamarca, La Guajira, Magdalena, Nariño, Quindío, Santander, Sucre, Tolima y Valle del Cauca²¹.

237 La metodología empleada se denomina estudio de eventos o “Event Study” que es utilizada para medir los efectos de un evento o distorsión en el tiempo sobre variables de interés y examinar su respuesta en torno a la ocurrencia del evento.

238 La comparación de lo que pase con las variables de interés (pobreza monetaria y extrema) antes y después del evento (aumento en las tarifas de energía) nos permite obtener el efecto del evento. Un supuesto subyacente consiste en que los hogares no tienen incidencia alguna sobre el ajuste de las tarifas, ni tampoco forma de abstenerse de los efectos adversos de estos.

239 Los eventos de interés fueron evaluados de la siguiente manera:

- Identificando las fechas (meses) con los incrementos generados en las tarifas de energía por eventos de diversa naturaleza (clima, mercado, regulatorios, etc.) por encima del promedio nacional para todo el periodo de análisis (2016-2021).
- Analizando puntualmente las siguientes eventos²².
 - **octubre-noviembre 2020:** aplicación de la Resolución CREG 188 de 2020²³ donde se incrementó en un 20% el Costo Base de Comercialización (CBC) definido en la Resolución CREG 036 de 2015.

¹⁹ No se incluye 2022 porque al momento de la elaboración de este estudio no se tiene la variable ingreso del hogar revisada por el DANE.

²⁰ La estructura nacional se compone de departamentos conformados por cabeceras municipales, centros poblados y rural disperso.

²¹ Estos son los departamentos para los que el Sistema Único de Información (SUI) reporta precios y cobertura. La información tarifaria está mensual, lo que permitió realizar el empalme con la de la Gran Encuesta Integrada de hogares (GEIH).

²² Lo anterior implica que estos eventos no han sido autoseleccionados. Además, es importante resaltar que los hogares no tienen posibilidad de conocer las regulaciones con suficiente anticipación para cambiar sus dinámicas de consumo dentro del mercado de energía, lo que sugiere exogeneidad en los resultados encontrados.

²³ Esta resolución se expidió el 1 de octubre de 2020.

- **julio 2021:** aplicación de la Resolución CREG 024-2021²⁴, donde se reconoce un índice de pérdidas totales de 27,2% y uno de pérdidas de nivel de tensión 1 de 35,1% para Aire-e.
- Incrementos durante noviembre y diciembre de 2021 relacionados con la aplicación de la senda de la opción tarifaria que suavizó aumentos anteriores derivados del reconocimiento de pérdidas en julio 2021. En estos meses se da el mayor cambio en las tarifas, con un crecimiento del 15%.

240 El modelo econométrico se define a continuación:

$$y_{idt} = \beta * TarifaE_{\gamma it} + \alpha_d + \theta_t + \epsilon_{dt} \quad (1)$$

241 Donde los subíndices son para el hogar i en la región d y en el mes-año t .

- y : presencia de pobreza monetaria o extrema²⁵ y el ingreso per cápita del hogar.
- $\beta * TarifaE_{\gamma it}$ es el resultado de interés, recoge la interacción entre el evento γ en los hogares ante las tarifas de energía ofertadas en la región.
- α_d : efectos fijos de región.
- θ_t : efectos fijos de tiempo.
- ϵ_{dt} : errores robustos a nivel de región.

242 Los efectos fijos permiten controlar las diferencias preexistentes en las dinámicas regionales y de cambios significativos en el tiempo; en este caso se recoge el efecto de la pandemia Covid-19.

243 La Figura 17 muestra la distribución de clases sociales en la muestra de hogares de la GEIH para el periodo de análisis 2016-2021, teniendo en cuenta las definidas por el DANE bajo la metodología de López-Calva y Ortíz-Juárez (2011)²⁶, de esta manera

²⁴ Esta resolución se expidió el 26 de marzo de 2021.

²⁵ La definición de pobreza monetaria es adoptada de la definición DANE, con la identificación de líneas de pobreza:

- La línea de pobreza representa un valor monetario en el cual se consideran dos componentes: el costo de adquirir una canasta básica de alimentos y el costo de los demás bienes y servicios, expresado sobre la base de la relación entre el gasto total y el gasto en alimentos CEPAL (2018).
- La línea de pobreza monetaria extrema per cápita nacional en 2021 fue \$161,099; en el caso de un hogar de cuatro personas fue \$644.396. La línea de pobreza monetaria per cápita nacional 2021 fue \$354.031; en el caso de un hogar de cuatro personas fue \$1.416.124. Ampliar información: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria>.

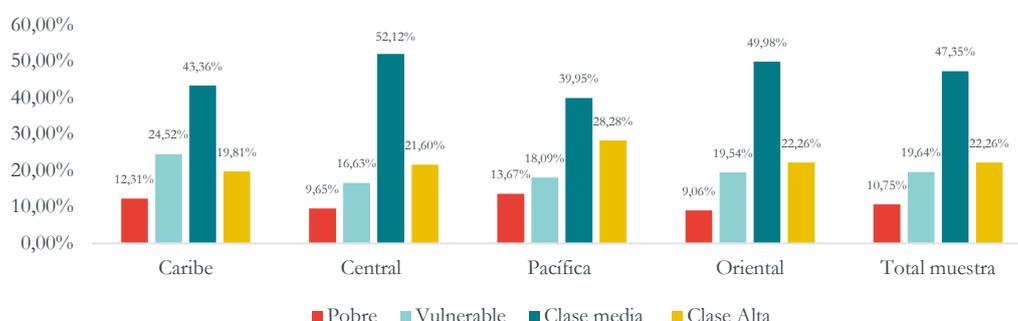
²⁶ En la metodología de López-Calva y Ortíz-Juárez (2011) el límite superior de la clase vulnerable es de 13 USD per cápita a el límite superior de la clase vulnerable es de 13 USD per cápita al día (PPA 2011), y el límite superior de la clase media es de 70 USD per cápita al día (PPA 2011). Actualmente, estos valores de corte son utilizados en el informe Perspectivas Económicas de América Latina producida por el Centro de Desarrollo de la OCDE, la CEPAL, la CAF y la Unión Europea. A partir de la actualización de los valores de corte de la metodología de López Calva y Ortíz Juárez (2011), en el caso de Colombia se obtienen los siguientes umbrales:

1. Los pobres se definen como aquellos con un ingreso per cápita inferior a la línea de pobreza monetaria (25 líneas de pobreza diferenciadas).
2. Los vulnerables corresponden con ingreso per cápita entre la línea de pobreza y \$653.781 mensuales.
3. La clase media está compuesta por aquéllos, a quienes corresponde como ingreso per cápita al interior del hogar entre \$653.781 y \$3.520.360.

La clase alta está conformada por personas cuyo ingreso per cápita al interior del hogar corresponde con más de \$3.520.360 mensuales.

es posible observar como la distribución del ingreso concentra la mayor cantidad de hogares en clase media para todas las regiones. Sin embargo, es el Caribe colombiano el que alberga la mayor proporción en clase vulnerable (24.5%).

Figura 17 Distribución de clases sociales en la muestra de hogares de la GEIH (2016-2021)



Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

244 Bajo este contexto, se estimó la ecuación (1) utilizando como variable dependiente el ingreso per cápita del hogar; los resultados muestran la reducción en el ingreso disponible (\$136.242) que se genera al interior de los hogares en la región Caribe²⁷ durante el periodo 2016-2021 por el incremento en las tarifas de energía.

Tabla 14 Impactos del incremento de las tarifas de energía sobre el ingreso per cápita de los hogares en Colombia (2016-2021)

Ingreso per cápita del hogar	Coefficientes
Shock de incremento en las tarifas de energía	-28,029*** (3,671)
Regiones:	
Caribe	-136,242*** (4,335)
Central	-90,130*** (4,375)
Pacífico	-97,411*** (4,560)
Oriental	-140,221*** (4,368)
Constante	-30,070*** (5,431)
Observaciones	1.015.124
R-cuadrado	0.543

Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Errores standard entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

²⁷ Las regiones fueron agrupadas de la siguiente manera: Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre); Central (Bogotá, Antioquia, Caldas, Caquetá, Huila, Quindío, Risaralda, Tolima); Oriental (Boyacá, Cundinamarca, Meta, Norte de Santander, Santander); y Pacífica (Cauca, Chocó, Nariño, Valle del Cauca)

245 A partir de los resultados de la tabla 14, se procedió a calcular la pérdida/ganancia de hogares en cada clase social como consecuencia de la disminución en su ingreso disponible a razón del alza en las tarifas de energía. En la Tabla 15 se puede observar que la región Caribe es la que tiene la mayor ganancia de hogares en clase pobre (1.41%). Esto incluso por encima del nivel nacional, en donde el alza en las tarifas no supera ni el 1% de contribución a dicha clase social (0.95%).

Tabla 15 Redistribución de las clases sociales dadas las reducciones de ingreso en el hogar por el alza en las tarifas de energía eléctrica (2016-2021)

Clase social /Región	Caribe	Central	Pacífica	Oriental	Total muestra
Pobre	1.41%	0.62%	0.97%	0.96%	0.95%
Vulnerable	-0.24%	-0.10%	-0.51%	0.07%	-0.16%
Clase media	-1.17%	-0.51%	-0.45%	-1.02%	-0.78%
Clase Alta	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%

Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

5.1.1 Alzas en las tarifas de energía y su impacto en la pobreza

246 Posteriormente, se procedió a estimar la ecuación (1) pero esta vez utilizando como variables dependientes la presencia de pobreza monetaria y pobreza extrema en los hogares de las diferentes regiones del país con representatividad en la muestra. En la región Caribe, que tiene la mayor proporción de hogares en clase vulnerable, el hecho demostrado de que el incremento de las tarifas de energía genera una reducción del ingreso disponible de los hogares, permite prever que cualquier choque económico los llevará muy fácilmente a la pobreza.

247 La tabla 16 presenta los resultados del incremento de las tarifas de energía sobre la pobreza monetaria para el periodo 2016-2021. Las alzas en las tarifas tienen un efecto positivo y significativo (1.1p.p) sobre la presencia de pobreza monetaria en los hogares del país, y dicho impacto, es considerablemente mayor para la región Caribe (25.6p.p)²⁸.

²⁸ La ecuación 1 también se corrió por estrato para calcular impactos diferenciales del incremento de las tarifas de energía sobre ingreso per cápita de los hogares (ver anexos F y G).

Tabla 16 Impactos del incremento de las tarifas de energía sobre la pobreza monetaria de los hogares según regiones de Colombia (2016-2021)

Hogares con presencia de pobreza monetaria	Coficiente
Tarifa de energía	-0.001* (0.001)
Shock de incremento en las tarifas	0.011** (0.001)
Regiones:	
Caribe	0.256*** (0.017)
Bogotá	0.063*** (0.023)
Central	0.042*** (0.015)
Pacífico	0.158*** (0.014)
Oriental	0.095*** (0.016)
Constante	0.771* (0.016)
Observaciones	1,015,124
R-cuadrado	0.044

Fuente. GEIH. Elaboración propia.

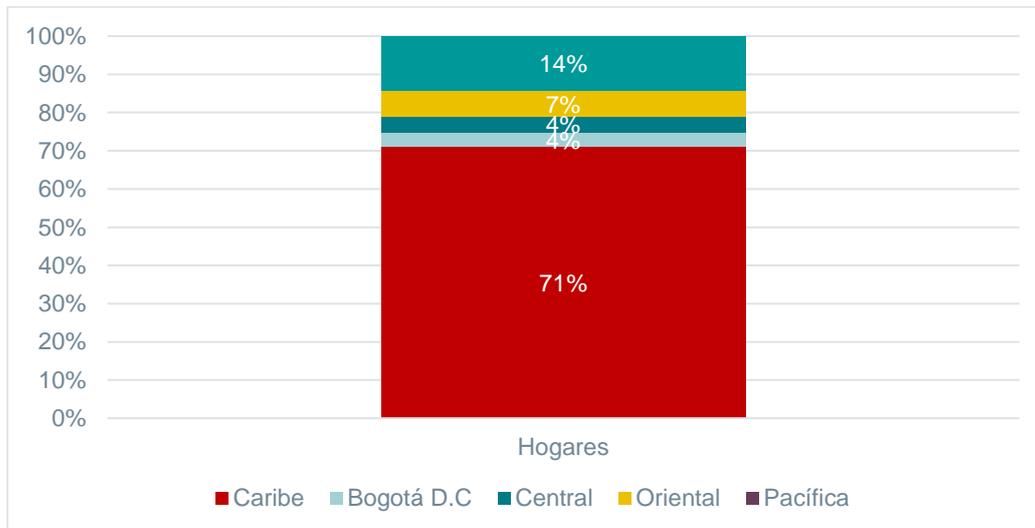
Errores standard entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

248 Es decir, que durante los últimos cinco años, de los aproximadamente 38 mil hogares con presencia de pobreza monetaria como resultado de los incrementos en las tarifas de energía, el 71% (27 mil) se encuentran en la región Caribe (Ver figura 18).

Figura 18 Participación porcentual de las regiones en los hogares en condición de pobreza monetaria por el incremento de las tarifas de energía (2016-2021)



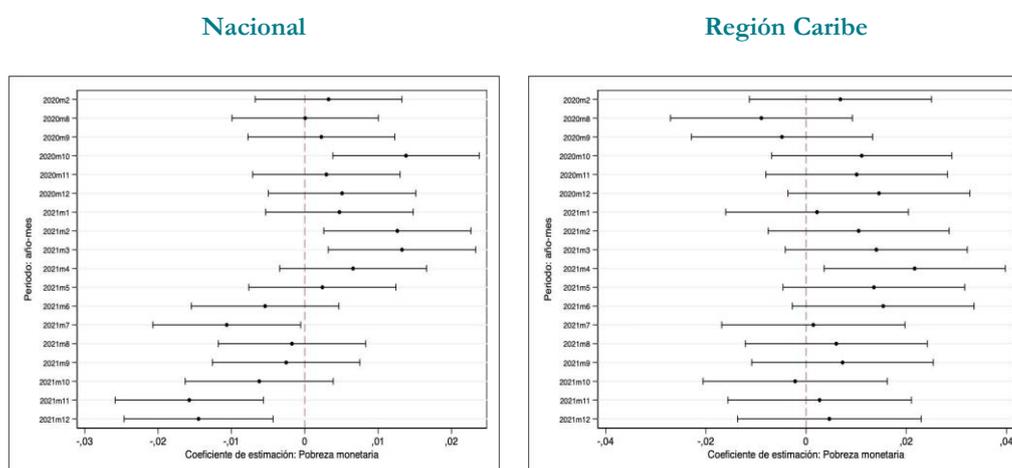
Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

249 Asimismo, incrementos de las tarifas de energía han explicado un crecimiento de 22,1p.p de hogares con presencia de pobreza monetaria extrema en la región Caribe (ver anexos A y B). Lo que quiere decir que de los 23 mil hogares con presencia de pobreza monetaria extrema en el país, a razón de los aumentos en las tarifas de energía, el 64% (16 mil) se encuentran en la región Caribe.

5.1.2 Impactos en la pobreza por las regulaciones de la CREG

250 La Figura 19, muestra como durante el periodo en que ocurrieron los eventos de interés (regulaciones de la CREG) que gestaron alzas en las tarifas de energía a partir de julio de 2021 se presenta un mayor aumento de la pobreza monetaria en la región Caribe que en el resto del país.

Figura 19 Estudio de evento: presencia de pobreza monetaria en hogares debido al incremento de las tarifas de energía, Nacional vs región Caribe (2020-2021)



Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Nota: La periodicidad se muestra en la combinación año-mes. Ej: 2021m10 hace referencia a octubre de 2021. El gráfico nacional no incluye la región Caribe.

251 Efectos de las regulaciones CREG sobre la pobreza monetaria por regiones en Colombia, muestran que el Caribe colombiano ha sido el más afectado. De los 11 mil hogares en condición de pobreza monetaria a razón de las regulaciones de la CREG realizadas durante octubre de 2020 y diciembre de 2021, el 39% (4 mil) se concentran en la región Caribe, que tiene solo el 21% de la población del país. Los efectos en pobreza extrema se presentan en los anexos C y D.

Tabla 17 Efecto de las regulaciones CREG sobre la presencia de pobreza monetaria en los hogares de Colombia (2021)

Hogares con presencia de pobreza monetaria	Coefficiente
Regulación CREG *Tarifa de energía kWh	0.000*** (1.360)
Regiones:	
Caribe	0.085*** (0.002)
Central	0.063*** (0.002)
Pacífico	0.095*** (0.002)
Oriental	0.041*** (0.002)
Constante	0.812*** (0.003)
Observaciones	965,472
R-cuadrado	0.094

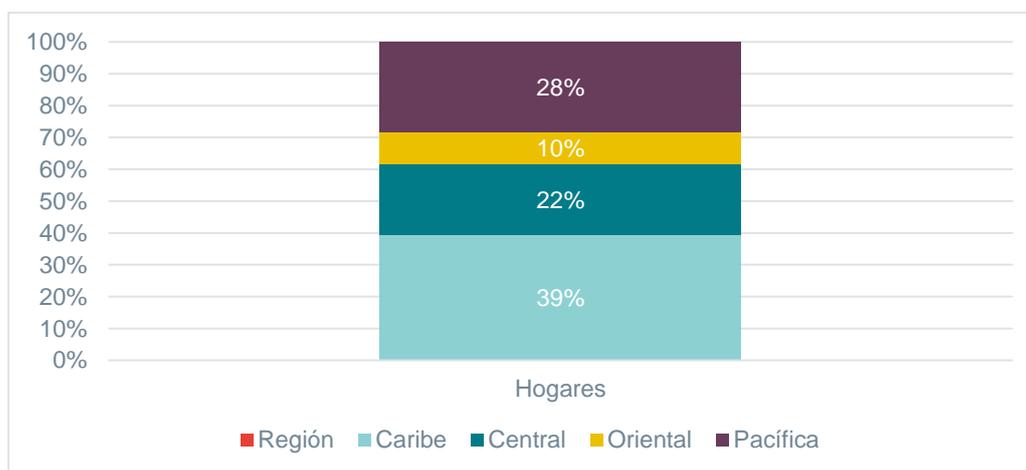
Fuente. GEIH. Elaboración propia.

Errores standard entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Figura 20 Participación porcentual de las regiones en los hogares en condición de pobreza monetaria a razón de las regulaciones CREG (2021)



Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

5.2 Impacto del alza tarifaria en la producción manufacturera

252 El sector industrial en Colombia ha contribuido durante los últimos veinte años con un poco más del 10% del Producto Interno Bruto (PIB), y desde el año 2000, su producción ha tenido un crecimiento sostenido, interrumpido entre 2008 y 2009 por la crisis financiera internacional, y en 2020 por el confinamiento por causa del Covid-19. Sin embargo, este desempeño ha sido relativamente bajo, y ha estado influenciado por bajos niveles de productividad (Juan Esteban, y otros, 2022)

253 El modelo desarrollado por Solow (1956) ha sido ampliamente utilizado para estudiar la dinámica de crecimiento económico del sector industrial a través de la utilización de factores de producción como el capital, el trabajo y la tecnología. A medida que esta última avanza, la relación funcional de los factores de producción cambia y es posible aumentar los niveles de producción usando las mismas cantidades de insumos, lo que permite sostener el crecimiento del producto en el largo plazo.

254 Dicho modelo, en su estructura, no considera la energía como un factor de producción. Sin embargo, algunos autores como (Saunders, 1992) y (Cleveland, 2000) han desarrollado diferentes teorías para incorporarla. Sus estudios señalan que los incrementos en la tarifa de la energía, puede traer repercusiones desfavorables en el crecimiento económico de un territorio.

255 Esto sucede porque el incremento en la tarifa de energía provoca un aumento directo de los costos de producción de las empresas que afectan sus niveles de producción, valor agregado, rentabilidad y productividad (Greve, Kis-Katos, & Renner, 2021). Sin embargo, el impacto negativo sobre estas variables depende de dos aspectos claves, como lo son la elasticidad de sustitución entre energía y los otros insumos de producción, y el grado de dependencia o intensidad en su uso en el desarrollo de la actividad económica de la empresa (Gonzalo, María de la Luz, & Ricardo, 2010).

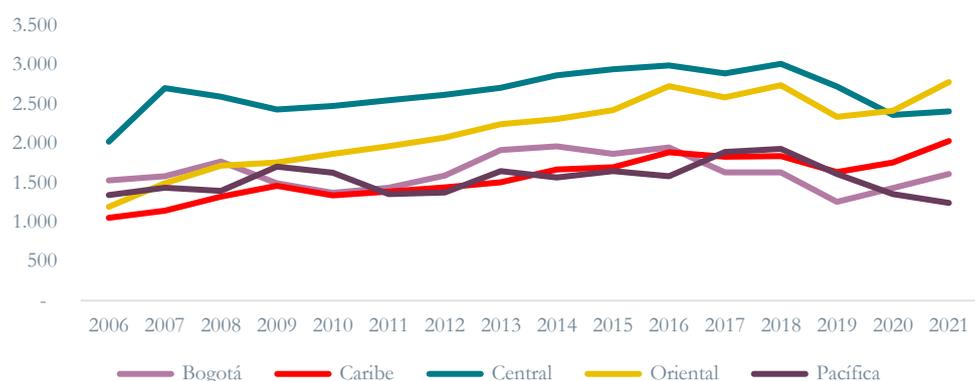
5.2.1 El consumo de energía eléctrica en la industria y regiones de Colombia

256 Durante el periodo 2006-2021, la economía colombiana creció a una tasa promedio del 3,67%, paralelamente, el consumo de energía eléctrica²⁹ se ha incrementado a una tasa del 3,69%. Sin embargo, existen importantes diferencias regionales en la demanda de electricidad por contrastes climáticos y especialización de actividades económicas.

²⁹ Este dato corresponde a los usuarios no residenciales donde se encuentran las empresas industriales y comerciales, el sector oficial y alumbrado público. Fuente: SSPD.

257 Entre los distintos territorios del país, la región Caribe consume³⁰ el 19.45% del total de energía, y es la zona que ha presentado mayores aumentos en la tarifa de energía en los últimos dos años (16.7% entre 2020 y 2021³¹). El consumo de energía eléctrica del sector industrial es uno de los más altos en el país, representan el 50% de la demanda total de energía de Colombia y para el caso de la región Caribe el 45.75%. Por lo tanto, es de esperarse que el sector manufacturero sea altamente susceptible a los incrementos tarifarios de la energía.

Figura 21 Consumo total industrial de energía eléctrica por regiones de Colombia por millones de kWh (2006-2021)



Fuente: SSPD – SUI. Elaboración propia.

258 Asimismo, existen discrepancias en el consumo de energía dentro de las actividades del sector manufacturero. En el periodo estudiado, las actividades industriales que mostraron mayores niveles de consumo de energía eléctrica en el territorio nacional fueron Otras industrias manufactureras n.c.p.³²; la elaboración y refinación de azúcar; Fabricación de artículos de plástico n.c.p.; Fabricación de cemento, cal y yeso; y Fabricación de otros artículos de papel y cartón, con participaciones promedio por año del 11,1%; 5,9%; 5,5%; 4,5% y 3,7; respectivamente (Ver Anexo H).

259 Además, se presentan contrastes en la exposición de la industria ante alzas en las tarifas de energía determinados por los bajos niveles de auto-generación de energía eléctrica. Del grupo de actividades con mayor demanda de energía en la industria nacional, Otras industrias manufactureras n.c.p., presenta altos niveles de compra de energía eléctrica en las regiones Caribe Oriental, Pacífica, y Central, representando

³⁰ La región Caribe presenta las temperaturas promedio más elevadas del país, con un promedio de 25°C según el IDEAM.

³¹ Los incrementos tarifarios durante el mismo periodo en las otras regiones del país ha sido: Bogotá D.C. 9,99%; Pacífica 9,40%; Oriental 7,71% y Central 7,50%.

³² Esta actividad comprende la fabricación de equipos protectores de seguridad; la fabricación de prendas ignífugas y prendas protectoras de seguridad; la fabricación de cinturones de suspensión y otros cinturones para uso profesional; la fabricación de salvavidas de corcho; entre otras.

13,3%; 7,8%; 7,0% y 6,9% del total de energía comprada en la industria de estas regiones, respectivamente.

260 Las regiones Caribe y Oriental, se encuentran mayoritariamente expuestas al consumo de energía, puesto que mantienen actividades industriales con alta demanda, y a su vez, dichas actividades ostentan los mayores porcentajes de compra dentro del total industrial regional.

261 El caso de la región Pacífica es distinto al del resto de regiones. Su estructura industrial, tiene una alta participación en el consumo de energía nacional, explicado por el desarrollo de la Elaboración y refinación de azúcar, no obstante, esta actividad mantiene niveles de compra muy bajos, siendo del 5% de su consumo de energía.

Tabla 18 Actividades industriales con mayor consumo de energía eléctrica por regiones de Colombia. Participación promedio (2005-2020)

Caribe	Bogotá	Central	Pacífica	Oriental
Otras industrias manufactureras n.c.p. (22,7%)	Fabricación de artículos de plástico n.c.p. (14,4%)	Fabricación de cemento, cal y yeso (7,9%)	Elaboración y refinación de azúcar (24,5%)	Otras industrias manufactureras n.c.p. (13,4%)
Fabricación de plásticos en formas primarias (14,7%)	Fabricación de formas básicas de plástico (7,4%)	Tejeduría de productos textiles (7,3%)	Otras industrias manufactureras n.c.p. (7,0%)	Fabricación de productos de la refinación del petróleo (13,0%)
Fabricación de formas básicas de plástico (5,1%)	Tejeduría de productos textiles (5,7%)	Fabricación de otros productos minerales no metálicos n.c.p. (7,3%)	Fabricación de otros artículos de papel y cartón (6,5%)	Fabricación de cemento, cal y yeso (7,0%)
Fabricación de otros productos minerales no metálicos n.c.p. (5,1%)	Preparación e hilatura de fibras textiles (5,3%)	Otras industrias manufactureras n.c.p. (6,7%)	Fabricación de pulpas (pastas) celulósicas; papel y cartón (6,0%)	Fabricación de materiales de arcilla para la construcción (6,1%)
Industrias básicas de hierro y de acero (3,1%)	Fabricación de tejidos de punto y ganchillo (5,1%)	Elaboración de otros productos alimenticios n.c.p. (6,6%)	Fabricación de cemento, cal y yeso (4,8%)	Fabricación de artículos de plástico n.c.p. (4,8%)

Fuente: DANE – EAM. Elaboración propia.

5.2.2 Efecto del alza tarifaria en la competitividad

262 Para medir el efecto del alza de la tarifa de energía eléctrica en la producción industrial en las diferentes regiones de Colombia, se utilizaron los datos provenientes de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) del DANE para el periodo 2005-2020. La EAM es un panel desbalanceado que contiene información de empresas y establecimientos con más de diez empleados, o un valor de producción superior al estipulado anualmente con el Índice de Precios del Productor (IPP). Esta encuesta también suministra información sobre la ubicación de estos, así como la clasificación

industrial³³, el valor de la producción, el valor agregado, los insumos, los activos fijos, el número de empleados remunerados, y el consumo de energía eléctrica.

263 La unidad de observación seleccionada fueron los establecimientos, teniendo en cuenta que una misma empresa puede tener varios de estos en distintas zonas geográficas. De esta manera, los resultados se pueden controlar por la variable de región³⁴ para capturar las diferencias existentes en cada territorio del país, incluidas las tarifas de energía eléctrica y las actividades industriales.

264 La variable dependiente utilizada fue la producción bruta. Como variables independientes se incluyeron las tarifas de energía publicadas en la página web del Sistema Único de Información, SUI, administrado por la SSPD.

265 Para la variable trabajo se tomó el número de obreros permanentes, para el capital se utilizó el total de activos fijos. Todas las variables se encuentran anualizadas y en logaritmo natural, por su parte las monetarias se deflactaron a precios de 2020 por el índice de Precios del Productor de Colombia (IPP). Asimismo, se incluyeron como controles las divisiones CIIU a 2 dígitos, las regiones y el tamaño de los establecimientos.

266 Posteriormente, se procedió a estimar una función de producción tipo Cobb-Douglas para Colombia y sus distintas regiones incluyendo los factores de producción, trabajo, capital y energía bajo la metodología de Mínimos Cuadrados en Tres etapas (MC3E)³⁵, este método soporta los resultados iterando la estimación y las restricciones lineales.

267 La estimación de una función de producción sirve para evaluar la eficiencia de la industria, observando cómo es el comportamiento de sus rendimientos a escala, y la intensidad en el uso de sus factores de producción, e incluso si estos son sustituibles entre sí (Mogro, 2017). Así, la función de producción sigue la forma:

$$Y_{it} = A_{it} K_{it}^{\alpha} L_{it}^{\beta} E_{it}^{\gamma} \quad (2)$$

268 Donde, el sub índice i indica que es establecimiento y t el periodo.

³³ Clasificación Industrial Uniforme, CIIU Revisión 4, a cuatro dígitos. Para los periodos anteriores al 2015, se hizo una adaptación por correspondencias pasando de la revisión 3 a la 4, teniendo en cuenta los códigos CIIU reportados por los establecimientos.

³⁴ Las regiones del país para el ejercicio econométrico se clasificaron de la siguiente manera:

- Bogotá;
- Caribe: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Magdalena, Sucre;
- Central: Antioquia, Caldas, Huila, Quindío, Risaralda, Tolima;
- Oriental: Boyacá, Cundinamarca, Meta, Norte de Santander, Santander;
- Pacífica: Cauca, Nariño, Valle del Cauca;

Los departamentos del país que aparecen en este listado es debido a que no son tenidos en cuenta en la EAM.

³⁵ Este método es empleado cuando se considera que los coeficientes obtenidos por el modelo de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), y efectos fijos (EF) presentan problemas de endogeneidad, o existencia de correlación entre el residuo estimado y los factores productivos, lo que impide obtener estimadores insesgados y consistentes (Wooldridge, 2010).

- Y : representa la producción.
- A : es el índice de progreso técnico³⁶.
- K : representa el stock de capital.
- L : representa el factor trabajo.
- E : representa el consumo de energía.

269 Aplicando logaritmos neperianos en la ecuación 2 se obtiene una expresión lineal de la función de producción. Realizando esta transformación, los parámetros α , β y γ se convierten en las elasticidades de los factores productivos respecto al output, o la intensidad en el uso de sus factores de producción. La suma de estos tres parámetros indicaría el tipo de rendimientos a escala.

270 Con esta transformación, el modelo queda de la siguiente manera:

$$y_{it} = a_{it} + \alpha k_{it} + \beta l_{it} + \gamma e_{it} + u_{it} \quad (3)$$

271 Donde:

- y : representa el logaritmo neperiano de la producción bruta.
- a : es el logaritmo neperiano del índice de progreso técnico.
- k : es el logaritmo neperiano del valor registrado por los activos fijos, como proxy del capital.
- l : indica el logaritmo neperiano del número de obreros permanentes, como proxy del trabajo.
- e : es el logaritmo neperiano del consumo de energía en kWh.
- u : es el error aleatorio.

272 Para resolver los problemas de endogeneidad, entre la producción bruta y el consumo de energía, se incluyó en el modelo la demanda de energía que es una ecuación estructural³⁷ y sigue la siguiente forma funcional:

$$e_{it} = \beta_0 + \beta_1 p_{it} + \beta_2 y_{it} + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

273 Donde,

- e : es el logaritmo neperiano del consumo de energía en kWh.
- p : es logaritmo neperiano de la tarifa de energía.
- y : representa el logaritmo neperiano de la producción bruta.

³⁶ Se habla de progreso técnico haciendo referencia al uso de tecnología.

³⁷ Este nombre proviene del hecho de que la función de demanda de energía es derivable de la teoría económica y tiene una interpretación causal.

- ε : es el término de error.

274 La función de producción estimada ahora está dada por:

$$\hat{y}_{it} = \hat{\alpha}_{it} + \hat{\alpha} k_{it} + \hat{\beta} l_{it} + \hat{\gamma} e_{it} \quad (5)$$

275 Donde, \hat{y}_{it} es la parte de y_{it} no correlacionada con u_{it} . Los resultados de las estimaciones econométricas se muestran en la tabla 18.

276 En el anexo I se realizó como ejercicio adicional la estimación de un modelo con la metodología de Método de los Momentos Generalizado (GMM) para medir el efecto del alza tarifaria de energía, teniendo en cuenta la intensidad en su uso, en la productividad del capital.

Tabla 19 Efectos de la tarifa de energía en la producción bruta (2005-2020)

	Colombia	Caribe	Bogotá	Central	Oriental	Pacífica
Producción bruta						
Trabajo	0,033*** (0,002)	0,022*** (0,006)	0,039*** (0,003)	0,020*** (0,003)	0,054*** (0,006)	0,059*** (0,006)
Capital	0,072*** (0,002)	0,099*** (0,009)	0,053*** (0,003)	0,058*** (0,004)	0,158*** (0,007)	0,135*** (0,006)
Energía	0,766*** (0,002)	0,814*** (0,011)	0,766*** (0,004)	0,784*** (0,006)	0,688*** (0,009)	0,719*** (0,009)
Constante	4,903*** (0,017)	3,636*** (0,064)	5,200*** (0,029)	4,938*** (0,035)	4,517*** (0,052)	4,395*** (0,044)
Observaciones	103.592	7.481	38.569	27.614	14.387	15.541
R-cuadrado	0,712	0,791	0,641	0,671	0,741	0,776
Demanda de energía						
Tarifa de energía	-0,049*** (0,007)	-0,075*** (0,027)	-0,044*** (0,010)	-0,049*** (0,013)	-0,262*** (0,031)	-0,088*** (0,017)
Producción bruta	1,161*** (0,002)	1,068*** (0,006)	1,179*** (0,004)	1,159*** (0,004)	1,124*** (0,006)	0,111*** (0,005)
Constante	-5,376*** (0,047)	-3,398*** (0,172)	-5,776*** (0,076)	-5,365*** (0,090)	-3,486*** (0,196)	-4,177*** (0,117)
Observaciones	103.592	7.481	38.569	27.614	14.387	15.541
R-cuadrado	0,670	0,760	0,594	0,623	0,684	0,729

Errores standard entre paréntesis.

Todas las especificaciones incluyen controles CIU a 2 dígitos, regiones (para el caso de la nacional) y tamaño de empresa.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

277 Los resultados de las estimaciones econométricas establecen que un alza en las tarifas de energía reduce la producción bruta en todas las regiones de Colombia. Esto se soporta en que dichos incrementos aumentan los costos de producción,

principalmente en aquellas actividades industriales intensivas en su uso. Esto conlleva al encarecimiento del precio final de los bienes producidos, y posteriormente a una caída en su demanda que termina impactando los niveles de producción de la industria manufacturera.

278 Además, los resultados evidencian que la elasticidad de la energía es superior a la del trabajo y capital, siendo la del Caribe (0,814) mayor que la del país (0,766), reflejando el uso intensivo de la energía en las actividades industriales realizadas en esta región. Por lo tanto, aumentos en las tarifas de energía eléctrica afectan la competitividad de este sector, que contribuye a la producción regional en 12.8% y al total de la industria nacional en 14.0%.

279 A manera de ilustración los resultados indican que un aumento del 10% en la tarifa de energía en la región Caribe genera una disminución del 0.6% en la producción bruta del sector manufacturero, mientras que en Colombia, aumentos en la tarifa de energía de igual proporción conlleva a una caída en la producción del 0.09%.

6 CONCLUSIONES

280 Este estudio de investigación tuvo como objetivo analizar las razones del alza de las tarifas en la región Caribe y su potencial impacto sobre la pobreza y la competitividad de la industria manufacturera.

281 Se encontró que los incrementos en el Costo Unitario de prestación del servicio de energía y de las tarifas en la región Caribe en 2021 y el primer trimestre de 2022 se explican principalmente, en su orden, por los componentes de pérdidas, distribución y comercialización, cargos regulados por la CREG.

282 El solo componente de las pérdidas explica en el caso de AIR-e el 70% del alza en 2021 y el 54% en el primer trimestre de 2022. Y para Afinia el 57% en 2021 y el 42% entre enero y marzo del presente año. Por su parte, el de distribución su contribución al incremento durante 2021 y el primer trimestre de 2022 fue del 18% para Afinia en los dos periodos. Y para Air-e fue 4% y 7%, respectivamente.

283 La regulación reciente, en especial la del régimen “singular y transitorio” para la región Caribe, la CREG se aparta de los criterios básicos descritos en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, para definir las fórmulas tarifarias que adopten las Comisiones de Regulación en Colombia, presuntamente en cumplimiento de lo establecido en la Ley 1955 de 2019 (Ley del Plan) y sus decretos reglamentarios.

284 La evolución de la regulación, del modelo de gestión, y la necesidad de un marco regulatorio especial para la región Caribe no son más que la confirmación de que el esquema propuesto no ha dado los resultados esperados. El modelo resultaría integral y eficiente en una empresa saneada en sus pasivos históricos y cuyas tarifas generaran un flujo de caja similar al precio de compra.

285 Tomando como referencia el análisis anterior, se estimaron modelos econométricos bajo las metodologías de “Estudio de Eventos” y “Mínimos Cuadrados En Tres Etapas (MC3E)” para medir los impactos del alza de las tarifas de energía en el ingreso disponible, pobreza monetaria y extrema, y en la producción bruta del sector industrial. Los resultados sugieren que los incrementos en la tarifa de energía eléctrica en la región Caribe disminuyen el ingreso disponible de los hogares, aumentando la proporción de estos en la pobreza monetaria y pobreza extrema.

286 Por otra parte, los siguientes eventos: Aplicación de la Resolución CREG 188 de 2020 que incrementó en un 20% el Costo Base de Comercialización (CBC) definido en la Resolución CREG 036 de 2015; la aplicación de la Resolución CREG 024-2021, que reconoce un índice de pérdidas totales de 27,2% y uno de pérdidas de nivel de tensión 1 de 35,1% para Air-e; y los incrementos durante noviembre y diciembre de 2021 relacionados con la aplicación de la senda de la opción tarifaria que suavizó aumentos anteriores derivados del reconocimiento de pérdidas en julio 2021, generaron el ingreso de 11 mil hogares a la condición de pobreza monetaria en Colombia, y de estos, el 39% se concentraban en la región Caribe.

287 Los resultados obtenidos del modelo de MC3E, establecen que un alza en las tarifas de energía reduce la producción bruta en todas las regiones de Colombia. Esto

se soporta en que dichos incrementos aumentan los costos de producción, principalmente en aquellas actividades industriales intensivas en su uso. Esto conlleva al encarecimiento del precio final de los bienes producidos, y posteriormente a una caída en su demanda que termina impactando los niveles de producción de la industria manufacturera.

288 Además, los resultados evidencian que la elasticidad de la energía es superior a la del trabajo y capital, siendo la del Caribe mayor que la del país, reflejando el uso intensivo de la energía en las actividades industriales realizadas en esta región. Por lo tanto, aumentos en las tarifas de energía eléctrica afectan la competitividad de este sector, que contribuye a la producción regional en 12.8% y al total de la industria nacional en 14.0%.

289 A manera de ilustración, los resultados indican que un aumento del 10% en la tarifa de energía en la región Caribe genera una disminución del 0.6% en la producción bruta del sector manufacturero, mientras que en Colombia, aumentos en la tarifa de energía de igual proporción conlleva a una caída en la producción del 0.09%.

7 ANEXOS

Anexo A. Impactos del incremento de las tarifas de energía sobre la pobreza monetaria extrema por regiones de Colombia (2016-2021)

Hogares con presencia de pobreza monetaria	Coefficiente
Tarifa de energía	0.010 (0.001)
Shock de incremento en las tarifas	0.000 (0.001)
Regiones	
Caribe	0.221*** (0.027)
Bogotá D.C	0.071*** (0.027)
Central	0.108*** (0.027)
Oriental	0.076*** (0.027)
Pacífica	0.013*** (0.027)
Constante	0.329*** (0.027)
Observaciones	1,015,124
R-cuadrado	0.024

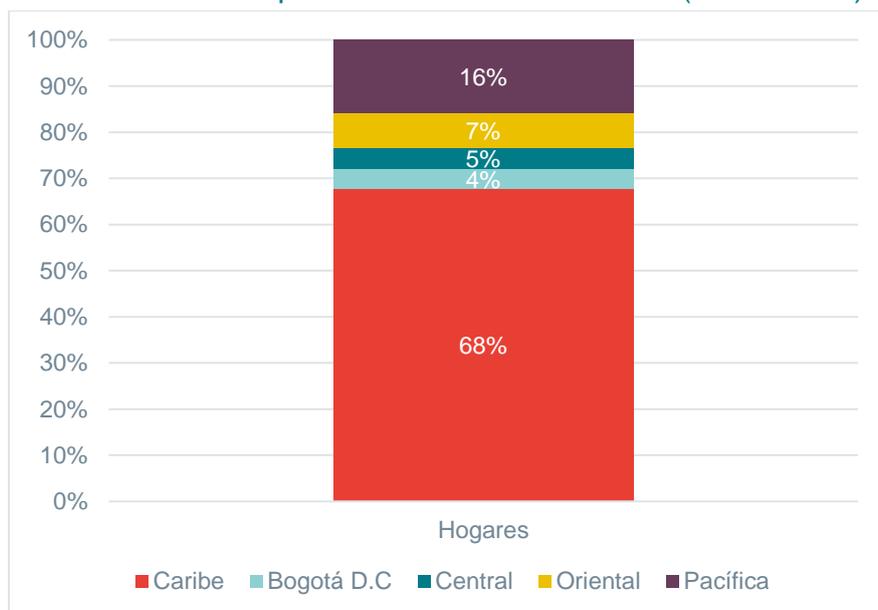
Fuente. GEIH. Elaboración propia.

Errores standard entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Anexo B Participación porcentual de las regiones en los hogares en condición de pobreza monetaria extrema (2016- 2021)



Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Anexo C. Efecto de las regulaciones CREG sobre la presencia de pobreza monetaria extrema en los hogares de Colombia (2021)

Hogares con presencia de pobreza monetaria extrema	Coefficiente
Shock de incremento en las tarifas por regulación CREG	0.000*** (1.140)
Regiones	
Caribe	0.132*** (0.001)
Central	0.0714*** (0.001)
Oriental	0.108*** (0.001)
Pacífica	0.0774*** (0.001)
Constante	0.348*** (0.00258)
Observaciones	965,472
R-cuadrado	0.061

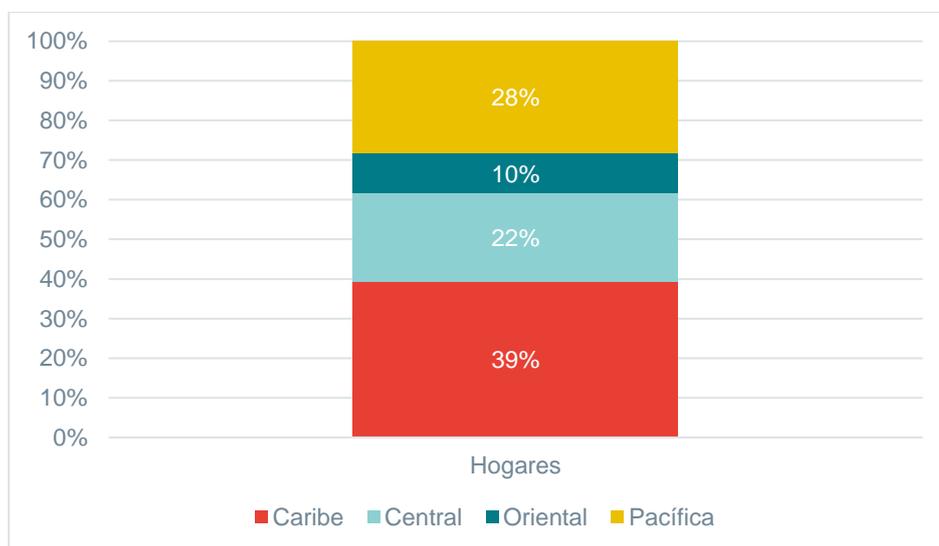
Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Errores standard robustos entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Anexo D. Participación porcentual de las regiones en los hogares en condición de pobreza monetaria extrema a razón de las regulaciones CREG (2021)



Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Nota: El total de hogares que ingresaron a la condición de pobreza monetaria extrema a razón de las regulaciones CREG son 7.708 en Colombia.

Anexo E. Efecto del alza en tarifas de energía sobre el ingreso per cápita del hogar por estratos sociales (2016-2021)

Efecto sobre ingreso per cápita del hogar	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5
Tarifa de energía	923.9*** (73.45)	827.1*** (79.20)	900.8*** (79.62)	478.4* (269.8)	1,252** (622.4)
Shock de incremento en las tarifas	196.3 (4,234)	2,321 (5,913)	-10,358 (12,292)	108,636** (47,226)	-163,937 (133,729)
Regiones					
Caribe	-93,744*** (8,371)	-41,476*** (6,156)	-71,891*** (12,169)	-716,981*** (50,561)	-464,073*** (128,397)
Central	-63,166*** (9,046)	-79,595*** (6,544)	-73,192*** (12,426)	-451,476*** (49,335)	-407,165*** (122,794)
Pacífico	-61,038*** (8,842)	-76,264*** (7,025)	-94,738*** (13,064)	-558,264*** (54,264)	-811,539*** (128,665)
Oriental	-57,048*** (9,126)	-93,849*** (6,822)	-174,673*** (12,477)	-799,331*** (48,697)	-675,061*** (133,775)
Constante	124,896*** (17,084)	195,600*** (20,823)	244,549*** (34,559)	1.347e+06*** (138,958)	1.391e+06*** (376,303)
Observaciones	90,857	89,260	58,635	13,539	4,906
R-cuadrado	0.010	0.004	0.007	0.027	0.010

Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Errores estándar robustos entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Anexo F. Impactos del incremento de las tarifas de energía debido a regulaciones CREG sobre el ingreso per cápita de los hogares en Colombia (2021)

Ingreso per cápita de la unidad de gasto	Coefficiente
Tarifa de energía	1,881*** (12.63)
Shock de incremento en las tarifas por regulación CREG	-14,479 (11,487)
Regiones	
Caribe	-134,937*** (4,896)
Central	-131,071*** (5,223)
Oriental	--201,279*** (5,195)
Pacífica	-164,154*** (5,117)
Constante	-15,509** (6,156)
Observaciones	770,104
R-cuadrado	0.091

Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Errores estándar robustos entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Anexo G. Efecto del alza en tarifas de energía sobre el ingreso per cápita del hogar por estratos sociales por regulaciones CREG (2021)

Ingreso per cápita del hogar	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5
Tarifa	860.3*** (37.78)	762.1*** (45.03)	779.7*** (43.19)	1,089*** (137.2)	1,331*** (295.7)
Shock	55,896** -25,735	-4,715 -46,144	111,237 -93,831	646,719** -308,339	508,309 -985,196
Tarifas de energía x Regulaciones CREG	-251.3** (103.8)	26.71 (148.9)	-220.4 (180.6)	-984.4** (500.6)	-813.2 -1,352
Caribe	-88,953*** -4,781	-44,960*** -3,891	-107,285*** -7,509	-910,886*** -28,865	-676,441*** -84,573
Central	-50,816*** -5,206	-64,036*** -4,093	-62,987*** -7,51	-686,028*** -28,03	-375,177*** -82,9
Pacífico	-54,558*** -5,021	-67,454*** -4,387	-106,191*** -7,937	-820,373*** -30,295	-604,562*** -83,752
Oriental	-54,163*** -5,181	-84,448*** -4,263	-177,498*** -7,598	-963,001*** -27,962	-688,482*** -85,556
Constante	132,670*** -9,19	206,430*** -12,269	305,861*** -19,786	1.230e+06*** -74,532	1.323e+06*** -190,736
Observaciones	271,085	269,176	174,859	42,204	12,78
R-cuadrado	0.010	0.003	0.006	0.033	0.012

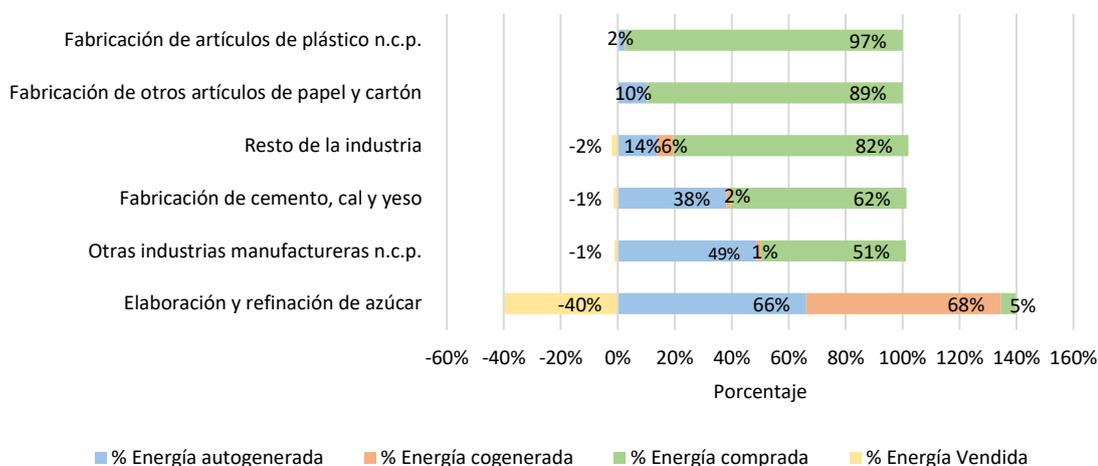
Fuente. DANE - GEIH. Elaboración propia.

Errores standard robustos entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Se incluyen efectos fijos de región y tiempo.

Anexo H. Distribución del consumo de energía eléctrica por actividades industriales, Colombia (2005-2020)



Fuente: DANE - EAM. Elaboración propia.

Anexo I. Estimación del GMM para medir el efecto de la tarifa en la productividad del capital (2005-2020)

Se estimó la siguiente ecuación:

$$Y_{ijt} = \delta + \beta_1 P_t + \beta_1 P_t * MI_{jt} + \theta Z_{ijt} + d_j + e_{ijt}$$

Donde, el sub índice i indica establecimiento, j región y t el periodo.

- Y : es la productividad del capital.
- P : es logaritmo de la tarifa de energía disponible en la EAM.
- MI : es la medida de intensidad del uso de la energía medida como el gasto total en energía/VBP (valor bruto de la producción). Es la variable interacción.
- Z : son los controles macroeconómicos (Tasa representativa del mercado (TRM), tasa de interés de política monetaria, el valor agregado por actividad industrial y región y su variación anual) y de industria (porcentaje de ventas al exterior, total energía consumida en kWh, tamaño de establecimiento).
- d : son los efectos fijos de departamento.
- e : es el término de error.

Los resultados muestran que la variable tarifas de energía eléctrica, tiene una relación inversa a la intensidad del uso de la energía, y que aquellas regiones del país intensivas en el uso de energía eléctrica tienen mayores afectaciones en la productividad del capital por incrementos en las tarifas de la energía, como es el caso de la región Caribe.

Estimación del GMM para medir el efecto de la tarifa en la productividad del capital en Colombia y sus regiones (2005-2020)

Productividad del capital	Coficiente
Tarifa de energía	-0.678*** (0.0666)
Interacción	-2.061*** (0.0202)
Regiones	
Caribe	-0.140*** (0.0161)
Central	0.266*** (0.0101)
Oriental	-0.123*** (0.0131)
Pacífica	0.0940*** (0.0117)
Constante	-7.200*** (1.023)
R - cuadrado	0.111

Fuente: SSPD y DANE-EAM. Elaboración propia.

Errores standard entre paréntesis.

Niveles de significancia estadística *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Todas las especificaciones incluyen controles macroeconómicos, de industria y efectos fijos de departamento.

La variable interacción es la proporción del gasto de energía con respecto a la producción bruta por el ln de la tarifa de energía.



www.fundesarrollo.org.co

www.frontier-economics.com