

Las empresas de
energía
frente al fenómeno de
El Niño



Findeter Sede Principal
Calle 103 No. 19-20
Bogotá, Colombia

**BANCA DE DESARROLLO TERRITORIAL
FINDETER S.A.**

Juan Carlos Muñiz Pacheco

Presidente de Findeter

Laura Mercedes Peña Rodríguez

Vicepresidenta de Planeación

Sandra Milena Blanco Alfonso

Directora de Estudios Económicos

Abraham Farah Pareja

David Rodríguez Mejía

Iván Felipe Katz Asprilla

Nicolás Londoño Gómez

Paola Milena Gutiérrez Domínguez

Sandra Patricia Guzmán Ocampo

Dirección de Estudios Económicos

Paola Andrea Rojas

Gerencia de Comunicaciones,

Mercadeo y RSE Gerente (E)

Rocío Celemín Pedraza

Sandra Milena López

Coordinación editorial y corrección de estilo

Jairo Andrés Rincón Sánchez

Diseño y Diagramación

Fotografías

Shutterstock



Contenido

Introducción 8

– 01.

1. Funcionamiento del mercado eléctrico en periodo de estrés 10
1.1. Mercado de Energía Mayorista 11
1.2. Condición Crítica del Sistema 12

– 02.

2. Efectos del fenómeno de El Niño de 2015 - 2016 13
2.1. Desafíos del fenómeno de El Niño: impacto y consecuencias... 13
2.2. Cambios en la metodología del cargo por confiabilidad 16

– 03.

3. Situación actual de las empresas del servicio público de energía
ante la llegada del fenómeno de El Niño 17
3.1. La opción tarifaria como mecanismo para atender la emergencia
del COVID-19 18



3.2. Consecuencias rezagadas de la pandemia en las empresas prestadoras del servicio público de energía 19

3.3. Exposición a los precios de la energía en bolsa de las empresas comercializadoras 22

– 04.

4. Acción del Gobierno y prestación del servicio de energía para 2023-2024 24

4.1. Pacto por la Justicia Tarifaria 24

4.2. La prestación del servicio de energía durante 2023-2024 25

4.3. La sostenibilidad financiera de las empresas prestadoras del servicio 27

4.4. Medidas del Gobierno para aliviar situación financiera de comercializadoras 28

4.5. Retos a futuro 28

4.6. Glosario 30

Contenido

Introducción

La matriz de generación de energía eléctrica colombiana es la sexta más limpia del planeta¹: el 68% de la capacidad instalada se genera en centrales hidroeléctricas, las cuales utilizan el agua como fuente convencional renovable para la generación de energía. La capacidad instalada restante se genera, casi en su totalidad, a través de centrales térmicas (30,7%), las cuales utilizan fuentes contaminantes y no renovables (gas natural, petróleo o carbón) para proveer energía eléctrica a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El SIN suministra energía eléctrica a los colombianos a través de una cadena en la cual existen cuatro procesos principales: generación (g), transmisión (t), distribución (d) y comercialización (c)². La tarifa que pagan los usuarios del SIN es el resultado de sumar los costos de las actividades mencionadas más los costos asociados a las restricciones (r) y las pérdidas (p). Este costo, resumido en un precio unitario por kilovatio, se multiplica por la cantidad de energía consumida (Kwh) en un tiempo determinado, arrojando así el costo total que pagamos todos los usuarios regulados en la factura mensual de energía eléctrica.

La alta dependencia de las centrales hidroeléctricas para la generación de energía eléctrica implica riesgos asociados a la disponibilidad de agua almacenada. Eventos climáticos, como el fenómeno de 'El Niño',

pueden reducir de forma importante el nivel de los embalses, lo que a su vez genera una disminución en la capacidad de producción de energía de las hidroeléctricas.

También se presentan aumentos importantes en la demanda de energía en los territorios más afectados por el fenómeno, como el Caribe, donde las altas temperaturas obligan a un mayor uso de dispositivos como ventiladores y aires acondicionados.

Ante una situación de estrés en el mercado de energía eléctrica, como la que se presenta con el fenómeno de El Niño, el cargo por confiabilidad es el mecanismo que permite asegurar la expansión de la generación de energía agregando energía suficiente y a precios eficientes al SIN. Este mecanismo, adoptado mediante la Resolución CREG 071 de 2006, es el encargado de garantizar la confiabilidad del sistema.

¿Qué tan probable es que ocurra el fenómeno? A principios de junio la Administración Oceánica y Atmosférica de Estados Unidos (NOAA, por sus siglas en inglés) afirmó que el fenómeno meteorológico El Niño ya era una realidad y que la probabilidad de que se presentara en el trimestre junio - agosto era del 90%.

Por otro lado, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) de Colombia publicó el 20 de septiembre de 2023 el Informe de Predicción Climática a Corto, Mediano y Largo Plazo, el cual estima que para el trimestre octubre - diciembre las precipitaciones se reducirán entre un 10% y

1 Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen). Disponible en: <https://acolgen.org.co/>

2 ISA INTERCOLOMBIA. (s.f) Cadena de la energía eléctrica. Disponible en: <https://www.isaintercolombia.com/cadena-de-la-energia-electrica-2/>

20% con respecto al promedio histórico; lo anterior se espera que suceda en algunos departamentos de la región Caribe como La Guajira, Cesar y Bolívar; en departamentos de la región Andina como Cundinamarca, Norte de Santander y Boyacá; y en departamentos de la Orinoquía como Casanare y Arauca.

En cuanto al trimestre enero - marzo de 2024, el IDEAM estima déficits de entre un 10% y 30% en las precipitaciones en regiones como la Andina, Pacífica y Caribe³.

Las repercusiones del fenómeno de El Niño en el mercado de energía eléctrica dependerán de la intensidad de este. El Niño de 2015-2016 tuvo un gran impacto sobre la capacidad de generación de energía eléctrica afectando a empresas en la cadena de valor, generando aumentos significativos en las tarifas, e inclusive conllevando cambios en la regulación del cargo por confiabilidad.

Las empresas de servicios públicos de energía eléctrica, específicamente las que se dedican a la distribución y comercialización, llegan a este escenario de El Niño con estados financieros afectados: la pandemia ocasionada por el Covid-19 obligó a dichas empresas a acogerse a la opción tarifaria⁴, la cual, en momentos en que el país se encontraba en cuarentena, sirvió como alivio para los consumidores porque instó a las empresas comercializadoras a diferir en el tiempo los aumentos que se estaban dando en las tarifas, ocasionando así una una reducción importante en su flujo de ingresos.

Hoy, el pasivo de los usuarios con las comercializadoras supera los 5 billones, algunas de ellas están al borde de la quiebra y su salida del mercado en medio del fenómeno de El Niño tendría impactos significativos en la calidad del servicio prestado a los usuarios.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Gobierno nacional, a través de Findeter, apoya a las empresas del sector de energía eléctrica con la colocación en el mercado de una línea de crédito con tasa compensada que permita solventar la crisis financiera que atraviesan algunas distribuidoras y comercializadoras, luego de casi tres años de haberse acogido a la opción tarifaria.

El presente documento tiene como fin servir de justificación para la colocación en el mercado del producto financiero mencionado anteriormente. Para esto se han desarrollado cuatro secciones; la primera aborda las características generales del sector de la energía eléctrica y ahonda en la forma como éste funciona en periodos de estrés o condición crítica; la segunda sección pretende dar a conocer la experiencia del sector de energía eléctrica durante el fenómeno de El Niño de 2015 - 2016. La tercera presenta la situación financiera actual de las empresas comercializadoras y distribuidoras, mientras que la última describe la respuesta del Gobierno ante la llegada del actual fenómeno de El Niño.

3 Ruiz, J.F. & Melo, J.Y. (19/10/2023). Informe de Predicción Climática a corto, mediano y largo plazo en Colombia. Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima, Subdirección de Meteorología - IDEAM. Disponible en: http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/new_modelo/CPT/informe/Informe.pdf

4 Arenales, J. (5/06/2023). "Las distribuidoras de energía siguen lidiando con saldos que dejó la Opción Tarifaria. En La República. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/las-distribuidoras-de-energia-siguen-lidiando-con-saldos-de-opcion-tarifaria-3629467>

1. Funcionamiento del mercado eléctrico en periodos de estrés



La metodología de remuneración del cargo por confiabilidad, adoptada mediante la Resolución 071 de 2006, tiene como fin asegurar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean; como su nombre lo indica, pretende asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano en periodos de baja hidrología. Dicho esquema reemplazó la antigua metodología llamada cargo por capacidad, la cual se

adoptó por medio de la Resolución CREG-001 de 1996 por un periodo de 10 años, hasta 2006, cuando la Resolución 071 del mismo año dio vida jurídica a la nueva metodología.

El cargo por confiabilidad tiene dos objetivos superiores: i) estimular las inversiones para la expansión de la capacidad instalada de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y ii) asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica en periodos de estrés a precios eficientes. La financiación del cargo se hace a través de la factura mensual de energía eléctrica, la cual pagan todos los usuarios del SIN; los recursos recolectados se utilizan para remunerar a las empresas que invierten en nueva capacidad de generación. Vale la pena revisar el funcionamiento del mercado de energía mayorista para entender mejor cómo y cuándo se remunera el cargo por confiabilidad.

1.1. Mercado de Energía Mayorista

En el mercado de energía mayorista se realizan las transacciones de energía bajo tres modalidades: i) contratos bilaterales financieros en el mercado de largo plazo, ii) transacciones diarias en la bolsa de energía o mercado de corto plazo y iii) subastas para la asignación y distribución de obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad. Esta última modalidad, que fue creada por la Resolución 071 de 2006, expedida por la CREG, cobra especial relevancia en los periodos de baja hidrología en el mercado de energía eléctrica en Colombia.



El mecanismo funciona de la siguiente manera: la CREG, teniendo en cuenta la oferta y la demanda de energía eléctrica, define unas cantidades de energía a subastar⁵, las cuales se asignan a diferentes plantas o unidades de generación por un periodo determinado. Este periodo puede ser de máximo un (1) año para plantas o unidades de generación existentes, entre uno (1) y cinco (5) años para las existentes con obras, uno (1) y diez (10) años para plantas especiales, o entre uno (1) y veinte (20) años para las nuevas.

La cantidad de energía asignada a una planta o unidad de generación se denomina obligación de energía firme (OEF), la cual funciona como el vínculo que obliga a un generador a “generar una cantidad diaria de energía durante el período de vigencia de la obligación, cuando el precio en bolsa supere el precio de escasez”⁶.

La subasta es, entonces, el mecanismo para asignar las OEF, y a través del cual se remunera el cargo por confiabilidad. La remuneración del cargo para cualquier generador al cual se le haya asignado una OEF en un mes determinado será igual al valor con el que cerró la subasta (USD/MWhd) o el mecanismo que haga sus veces, multiplicado por el número de días en dicho periodo. Este valor será remunerado a la unidad o planta de generación por la disponibilidad de activos de generación durante el periodo de vigencia de su obligación, se cumpla o no la condición de escasez en el sistema.

5 Resolución 101 024 de 2022. (22/07/2023).
“Por la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”.
Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-24_2022.htm.

6 Artículo 2. Resolución 71 de 2006. (3/10/2006).
“Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”.
Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_2006.htm.



1.2. Condición Crítica del Sistema

La condición crítica del sistema, definida por la CREG en la Resolución 071 de 2006, es la “situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio en bolsa es mayor al precio de escasez”⁷. Dicho precio, definido por la CREG de forma mensual, calculado de acuerdo con los costos variables del SIN y el precio de los combustibles utilizados por las térmicas, tiene dos funciones: i) indicar la condición crítica del sistema para activar la exigibilidad de las OEF y ii) ser el valor máximo a pagar por la demanda en momentos de estrés en el sistema, es decir, el precio de escasez (ahora llamado precio marginal de escasez a raíz de la Resolución 140 de 2017, la cual introdujo cambios a la Resolución CREG 071 de 2006), expresado en pesos por kilovatio hora, será el precio máximo al cual se le remunerará la energía a las plantas o unidades de generación con OEF, que deberán operar y suplir energía al SIN cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez.

7 Ibid.



2. Efectos del fenómeno de El Niño de 2015 – 2016

2.1. Desafíos del fenómeno de El Niño: impacto y consecuencias

El fenómeno de El Niño de 2015–2016 fue uno de los más fuertes en la historia del país, al haber desencadenado hasta 14 incendios durante los 15 meses de duración. En total, Colombia perdió por incendios forestales 188.650 hectáreas de bosques⁸. De igual forma, se invirtieron COP1,6 billones en la prevención y atención de emergencias causadas por este fenómeno climático⁹. Los departamentos de Magdalena, Boyacá, Santander, La Guajira, Cundinamarca y Tolima fueron los más afectados por las emergencias, que en total impactaron a 719 municipios de 28 departamentos¹⁰.

De acuerdo con el IDEAM, durante estos meses las lluvias se redujeron entre un 30% y un 40% y, en promedio, el 80% de las zonas con influencia de El Niño experimentó un aumento en la temperatura de cerca de 2,5 grados celsius¹¹.

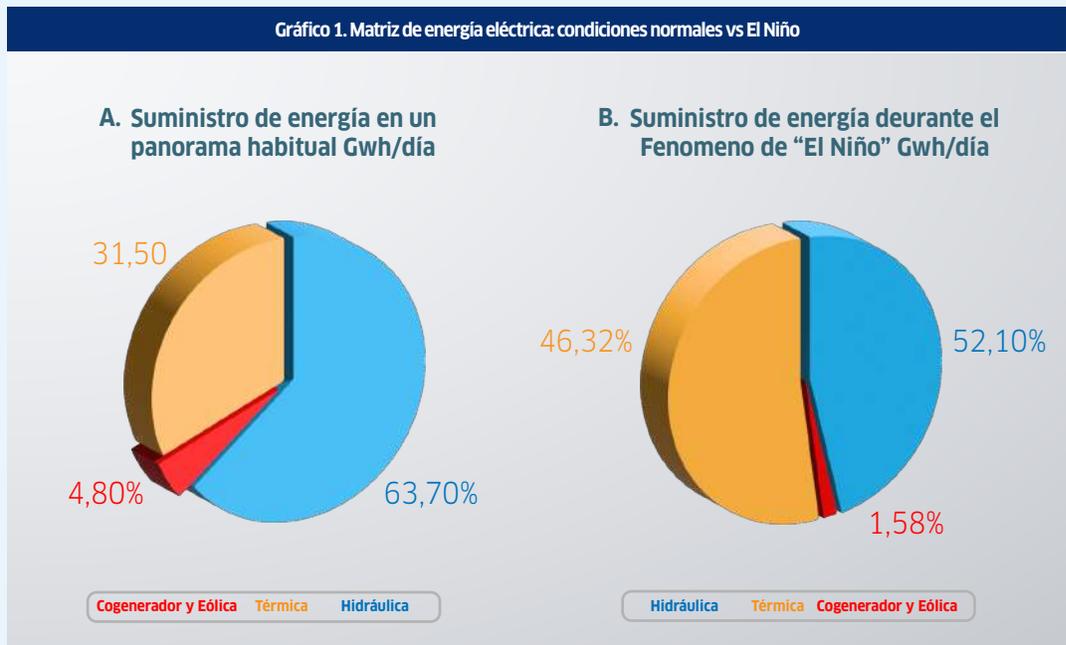
8 Redacción Vida. (02/06/2016). "El Niño devastó por incendios área equivalente a tres veces Cali". En El Tiempo. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16610226>.

9 Redacción Medioambiente. (02/06/2016). "El fenómeno de El Niño le costó al país 1,6 billones de pesos". En El Tiempo. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16609985>.

10 Ibid

11 Ibid

La disminución en las precipitaciones generó un cambio drástico en la matriz de energía eléctrica colombiana (Gráfico 1); la generación hidroeléctrica se redujo de forma importante y aumentó la generación de energía por parte de las térmicas, la cuales utilizan combustibles fósiles no renovables como el gas, el petróleo y el carbón, aumentando de forma importante el costo de producir la energía.

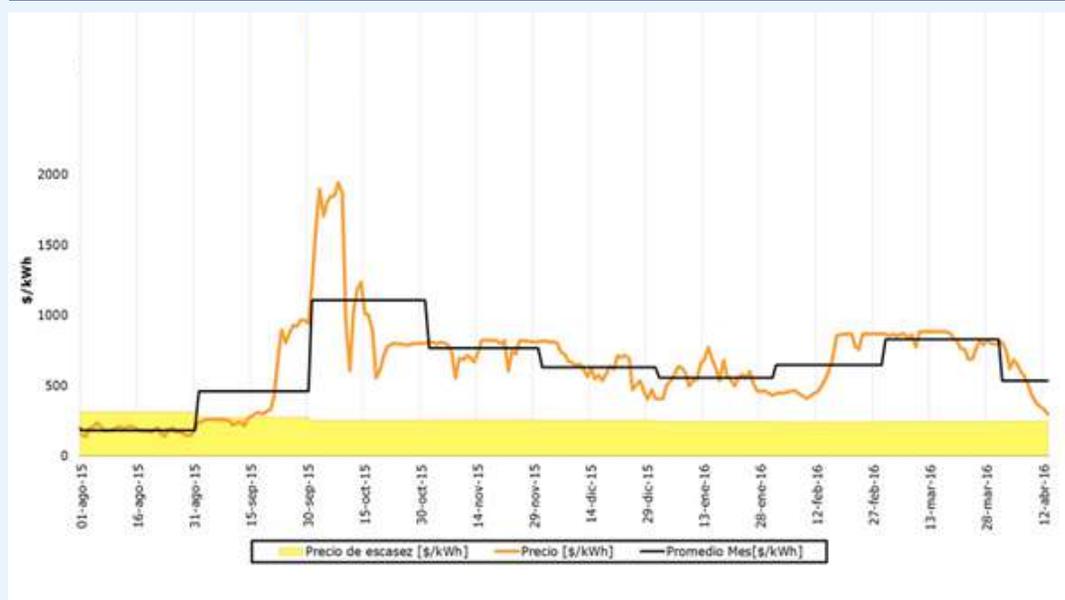


Fuente: Acolgen ¹², elaborado por Findeter.

La baja hidrología y los cambios en la matriz energética eléctrica ocasionaron un aumento importante en el precio de la energía que se transa en bolsa y lo llevaron a estar por encima del precio de escasez, activando la condición crítica del sistema (Gráfico 2) y la exigibilidad de las obligaciones de energía firme (OEF) para los generadores térmicos. El fenómeno de El Niño de 2015-2016 puso a prueba tanto la confiabilidad como la resiliencia del sistema eléctrico del país. La baja hidrología no fue el único problema, ya que se le sumaron otros como la inoperancia de activos de generación muy importantes como la salida de la hidroeléctrica de Guatapé por un incendio y la salida de la central térmica Termocandelaria por no cumplir con sus OEF.

12 Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (s.f.). Lecciones Fenómeno de "El Niño" 2015-2016. Disponible en: https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_LECCIONES-FENOMENO-DE-EL-NINO-2015-2016-.pdf.

Gráfico 2. Precio de escasez vs precio en bolsa durante el fenómeno de El Niño



Fuente: Energy Advisors¹³

La estructura institucional del sector eléctrico colombiano respondió de forma efectiva al estrés que vivió el sistema durante el fenómeno climatológico de 2015 - 2016, sorteando todo tipo de problemas. Sin embargo, El Niño dejó muchos aprendizajes e inclusive cambios en la regulación del sector.

13 Energy Advisors. (16/04/2016). La condición crítica causada por El Niño 2015-2016 al sistema eléctrico colombiano cesó. Disponible en: <https://energyadvisors.com.co/la-condicion-critica-causada-por-el-nino-2015-2016-al-sistema-electrico-colombiano-ceso/>.

2.2. Cambios en la metodología del cargo por confiabilidad

La metodología de cálculo del precio de escasez que indica la condición crítica del sistema, establecida en la Resolución 071 de 2006, debió ser modificada tras la culminación del fenómeno. Debido a problemas locales en la oferta de combustibles para generación, como el gas natural y los líquidos derivados del petróleo, los combustibles utilizados por las térmicas durante el fenómeno de El Niño aumentaron de forma significativa los costos variables de producir la energía.

Al mismo tiempo el precio internacional del petróleo se redujo de forma considerable y también el del Fuel Oil No. 6, usado como referencia para el cálculo del precio de escasez. Entonces, mientras el precio de escasez se reducía, debido a la disminución en el precio internacional del petróleo, los costos variables de producir energía para las térmicas aumentaban, debido a los problemas de oferta de combustibles mencionados. Esto obligó a muchas generadoras térmicas a producir energía ‘a pérdida’, ya que el precio al cual les pagaban por la energía que producían era menor a los costos de producirla, causando problemas financieros en las mismas. Según Acolgen, las pérdidas fueron de alrededor de COP490.000 millones¹⁴.

Lo anterior resultó en cambios a la Resolución 071 de 2006 (la cual dio vida al cargo por confiabilidad) y, por ello, la Resolución 140 del 25 de septiembre de 2017 definió, entre otras cosas, nuevos precios: el precio marginal de escasez y el precio de escasez de activación¹⁵. Este precio marginal de escasez busca “reflejar los costos variables de los combustibles de las plantas térmicas en el mercado nacional”¹⁶.

El nuevo precio de escasez de activación, por su parte, es el que ahora indica (activa) la condición crítica del sistema y la exigibilidad de las OEF. En cualquier mes el precio de escasez de activación será igual al valor máximo entre el precio de escasez y el precio marginal de escasez. Esta resolución resolvió los problemas vividos en el fenómeno de El Niño de 2015-2016, asegurando que el precio de escasez de activación sea mayor que los costos variables de producir energía para las térmicas durante periodos de condición crítica.

LECCIONES-FENOMENO-DE-EL-NINO-2015-2016-.pdf.

15 Resolución 140 de 2017. (25/10/2017). “Por la cual se define el precio marginal de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones”. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e0df6446d8799169052581a90076fa95.html>.

16 XM. (5/04/2018). “Precio de escasez de activación para abril será de 579.84 \$/kWh”. Disponible en: <https://www.xm.com.co/noticias/856-precio-de-escasez-de-activacion-para-abril-sera-de-57984-kwh>.

14 Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (s.f.). Lecciones Fenómeno de “El Niño” 2015-2016. Disponible en: https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_

3. Situación actual de las empresas del servicio público de energía ante la llegada del fenómeno del Niño

De acuerdo con el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) se encontraban registradas, con corte a julio de 2023, 214 empresas pertenecientes a la cadena de prestación del servicio público en las Zonas Interconectadas y 78 empresas en las Zonas No Interconectadas (Cuadro 1).

En la actualidad, muchas de las empresas de servicios públicos de energía (ESPE) están enfrentando retos financieros para poder garantizar una prestación del servicio de forma oportuna y correcta a sus usuarios. Estos retos están relacionados, en gran parte, con la acumulación de saldos por cobrar.

Cuadro 1. Empresas prestadoras del servicio público de energía registradas en el SUI

Etapa del servicio que prestan las empresas	Número de empresas en las Zonas Interconectadas (ZI)	Número de empresas en las Zonas NO Interconectadas (ZNI)
Comercialización	73	16
Distribución	12	7
Generación	108	51
Transmisión	21	4
Total	214	78

Fuente: Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios; elaborado por Findeter.



3.1. La opción tarifaria como mecanismo para atender la emergencia del COVID-19

Actualmente, uno de los principales desafíos para las empresas distribuidoras y comercializadoras, es el que se originó a raíz de la pandemia del Covid-19, momento en el que el Gobierno nacional anunció diferentes directivas con el fin de atender la emergencia y mitigar sus impactos en la población. Uno de los mecanismos utilizados para aliviar el estrés económico ocasionado por la pandemia y las cuarentenas obligatorias fue el de la opción tarifaria, instrumento que nace a través de las leyes 142¹⁷ y 143¹⁸ de 1994, relacionadas con el régimen de los servicios públicos domiciliarios y la prestación del servicio de energía eléctrica en el país. Este mecanismo

de opción tarifaria da la potestad a los reguladores para que puedan “diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas”¹⁹.

A raíz de esto, el Gobierno nacional emitió dos decretos en 2020, el 517 y el 798. La CREG, por su lado, emitió las resoluciones 058 y 152, y la 012 de 2020, la cual estableció “una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”. Tanto los decretos como las resoluciones permitieron a las empresas distribuidoras y comercializadoras cobrar de forma diferida de los aumentos en las tarifas durante la pandemia, permitiendo que los usuarios de estratos 1 al 4 pudieran diferir los pagos de sus facturas hasta por 36 meses. Este mecanismo garantizó la prestación del servicio de forma efectiva durante el periodo de confinamiento preventivo así como durante el proceso de reactivación de las actividades económicas y sociales del país, pero afectó de forma importante los flujos financieros de las empresas distribuidoras y comercializadoras.

17 Ley 142 de 1994. (11/07/1994). “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>.

18 Ley 143 de 1994. (11/07/1994). “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631#:~:text=Por%20la%20cual%20se%20establece,otras%20disposiciones%20en%20materia%20energ%C3%A9tica>.

19 Ley 142 de 1994.

3.2. Consecuencias rezagadas de la pandemia en las empresas prestadoras del servicio público de energía

En la actualidad algunas empresas pertenecientes al segmento de comercialización y distribución siguen utilizando este mecanismo. La Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Asocodis) menciona que existe una creciente preocupación dentro de las empresas pertenecientes al sector ya que estas estarían acumulando en este momento hasta COP 7,2 billones en cuentas por cobrar, dentro de los cuales COP 4,95 billones corresponderían a saldos acumulados por opción tarifaria²⁰. Otro saldo importante es el de subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI), el cual, según Asocodis, sumaba COP 1,19 billones con corte al 31 de julio de 2023²¹.

20 Portafolio. (29/08/2023). "¿Podrían presentarse problemas con prestación del servicio eléctrica?" Portafolio. Recuperado de: <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/crece-estres-financiero-de-los-comercializadores-de-energia-588100>.

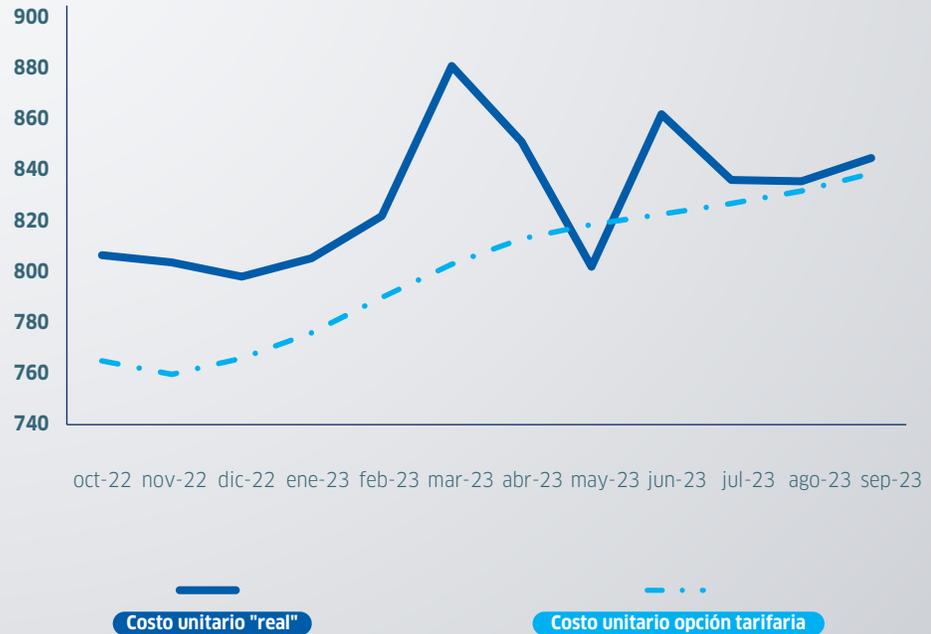
21 Ibid.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó la información tarifaria del servicio público de energía eléctrica entre agosto de 2022 y julio de 2023 para las 29 empresas comercializadoras integradas al sistema de operación de la red de energía²². A partir de esta información se puede constatar que en el último año se ha mantenido la diferencia en el costo unitario de prestación del servicio, es decir, el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final²³ que incluye la suma del costo por cada componente de la cadena de suministro, y el costo unitario definido por el mecanismo de opción tarifaria (Gráfico 3).

22 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (04/08/2023). Información tarifaria de energía 2023-Principales comercializadores integrados al operador de red julio. Recuperado de: <http://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>.

23 Ibid.

Gráfico 3. Promedio²⁴ del costo real de prestación del servicio de energía versus el costo unitario promedio por la aplicación de la opción tarifaria.



Fuente: Superservicios; elaborado por Findeter

La diferencia entre el costo aplicado por opción tarifaria y el costo total en el último año soportan los argumentos mencionados por Asocodis en cuanto a los saldos que las empresas comercializadoras estarían acumulando y la importante afectación a sus estados financieros.

Adicionalmente, de acuerdo con el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2022, publicado por la Superservicios²⁵, con corte a diciembre del año anterior existían 28 empresas

comercializadoras de energía que continuaban aplicando dicho mecanismo. En la siguiente tabla se puede observar la variación de los saldos acumulados entre el cuarto trimestre del 2022 y el primer trimestre de 2023 por cuenta de la opción tarifaria.

24 Promedio para las 29 empresas comercializadoras integradas al sistema de operación de la red de energía.

25 Dirección técnica de gestión de energía. Superintendencia delegada para energía y gas combustible. (27/06/2023). Boletín tarifario octubre-diciembre 2022. Recuperado de: <http://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletín-tarifario-energia-trimestre-IV-2022.pdf>.

Cuadro 2. Variación de saldos acumulados (SA) por opción tarifaria de las empresas comercializadoras de energía (cuarto trimestre de 2022 y primer trimestre de 2023). Millones de pesos

COMERCIALIZADOR	SA DICIEMBRE 2022	SA MARZO 2023	Variación porcentual
AIR-E	\$ 967.640	\$ 1.011.160	4,50%
CARIBEMAR	\$ 1.174.428	\$ 1.318.792	12,29%
CEDENAR	\$ 80.105	\$ 93.763	17,05%
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	\$ 346.054	\$ 352.716	1,93%
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	\$ 129.721	\$ 133.038	2,56%
CENS	\$ 129.287	\$ 137.787	6,57%
CETSA	\$ 21.190	\$ 21.777	2,77%
CHEC	\$ 79.950	\$ 103.557	29,53%
DISPAC	\$ 8.049	\$ 9.018	12,04%
EBSA	\$ 49.125	\$ 56.112	14,22%
EDEQ	\$ 44.695	\$ 55.431	24,02%
EE PUTUMAYO	\$ 335	\$ 423	26,39%
EE. PP.M.	\$ 542.902	\$ 597.201	10,00%
EEP (CALDAS)	\$ 21	\$ 36	68,95%
EEP (CARTAGO)	\$ 4.825	\$ 6.023	24,83%
EEP (PEREIRA)	\$ 7.804	\$ 8.039	3,01%
ELECTROCAQUETA	\$ 21.792	\$ 29.416	34,99%
ELECTROHUILA	\$ 99.701	\$ 58.320	41,50%
EMCALI EICE ESP	\$ 226	\$ 61	73,21%
EMEESA	\$ 248	\$ 337	36,03%
EMEVASI	\$ 1.931	\$ 2.532	31,16%
EMSA	\$ 52.510	\$ 77.110	46,85%
ENEL COLOMBIA	\$ 346.610	\$ 323.206	-6,75%
ENELAR	\$ 4.440	\$ 8.369	88,47%
ENERCA	\$ 24.083	\$ 34.051	41,39%
ENERGUAVIARE	\$ 10.282	\$ 11.474	11,59%
ESSA	\$ 104.049	\$ 125.483	20,60%
RUITOQUE	\$ 185	\$ 271	46,75%
SOLYCIELO		\$ 35	100,00%
VATIA	\$ 40,18	\$ 44.231	10,09%
SALDOS TOTALES	\$ 4.292.363	\$ 4.619.768	7,63%

Fuente: Superservicios²⁶; elaborado por Findeter

Se destaca que únicamente 3 de las 30 empresas comercializadoras registraron una disminución de sus saldos pendientes por cobrar por cuenta de la opción tarifaria de cara al inicio de 2023. El resto de las empresas re-

gistran importantes aumentos en sus saldos acumulados por aplicación de esta regulación, alcanzando en marzo de 2023 un total de COP 4,6 billones.

26 Dirección técnica de gestión de energía. Superintendencia delegada para energía y gas combustible. (20/09/2023). Boletín tarifario enero-marzo 2023. Recuperado de: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-energia-primer-trimestre-2023.pdf>.



3.3. Exposición a los precios de la energía en bolsa de las empresas comercializadoras

Un informe publicado por XM, operador del sistema eléctrico del país, afirma que hasta 36 empresas comercializadoras podrían entrar en crisis financiera, y que estas representan casi el 40% del suministro eléctrico en Colombia²⁷. El informe utilizó dos escenarios, en los cuales se midió el impacto que tendrían variables como la inflación, el no pago de facturas por parte de los usuarios y aumentos en el precio en bolsa en el corto plazo. Como resultado, estas empresas podrían sumar deudas hasta de COP 827.000 millones con el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Actualmente, la mora en el pago de obligaciones con la ASIC ya se viene presentando. Al 28 de septiembre de 2023, 20 empresas de energía no lograron pagar sus obligaciones a tiempo²⁸. Entre estas están compañías como Centrales Eléctricas de Nariño, Electrificadora de Caquetá, Empresa de Energía de Boyacá y Aire-E, entre otras. La mayoría están en el listado de empresas distribuidoras y comercializadoras con mayor exposición a bolsa (Cuadro 3)

27 Rodríguez, D. (5/10/2023). "Un grupo de 25 empresas de energía estaría en riesgo financiero por precios en bolsa." En La República. Disponible en: <https://www.larepublica.co/empresas/empresas-del-sector-energetico-en-riesgo-financiero-por-los-precios-en-la-bolsa-3720639>

28 El Colombiano (29/09/2023). "Alerta por la situación financiera de 20 empresas de energía que incumplieron con pagos". El Colombiano. Disponible en: <https://www.elcolombiano.com/negocios/empresas/alerta-por-situacion-financiera-de-20-empresas-de-energia-que-incumplieron-con-pagos-IN22495269>

Cuadro 3. 24 empresas con mayor exposición a bolsa			
Nombre de la empresa	Grado de exposición	Nombre de la empresa	Grado de exposición
Compañía de Electricidad de Tuluá	0,44%	Air-E	24,44%
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy	1,02%	Centrales Eléctricas del Norte de Santander	25,18%
Electrificadora del Meta	13,03%	Caribemar de la Costa	26,31%
Empresa de Energía de Boyacá	16,41%	Enel Colombia	29,04%
Empresa de Energía de Casanare	16,94%	Empresa de Energía de Arauca	29,25%
Empresa de Energía de Nariño	17,14%	Electrificadora de Santander	30,53%
EPM	19,60%	Compañía Energética de Occidente	39,14%
Central Hidroeléctrica de Caldas	19,72%	Empresa Distribuidora del Pacífico	41,22%
Empresa de Energía del Quindío	21,87%	Electrificadora del Caquetá	59,84%
Empresa de Energía de Pereira	23,21%	Electrificadora del Huila	59,84%
Empresas Municipales de Cali	23,47%	Ruitoque	70,20%
Empresa de Energía de Putumayo	24,39%	Empresa de Energía del Bajo Putumayo	94,44%

Fuente: La República; elaborado por Findeter

Recientemente el precio en bolsa se ha disparado de tal forma que ya supera con creces el precio marginal de escasez. El sábado 21 de octubre el precio de la energía en el mercado de corto plazo llegó a COP 1.530 kW/h, casi COP 500 por encima del precio marginal de

escasez, aquel que indica la condición crítica del sistema. El impacto de estos precios sobre las comercializadoras que compran gran parte de la energía en bolsa y sobre los usuarios que estas atienden, puede ser importante.

4. Acción del Gobierno y prestación del servicio de energía para 2023-2024

4.1. Pacto por la Justicia Tarifaria

Desde finales de 2022, el Gobierno nacional estableció el Pacto por la Justicia Tarifaria, un proyecto encaminado a aliviar las tarifas de electricidad en el país, que contó con la participación de 82 empresas del sector energético y el acompañamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En su primera fase, este pacto de voluntades permitió desplegar estrategias como: i) la renegociación de contratos bilaterales de compra y venta de energía entre generadores y comercializadores, y ii) la reducción de precios de servicio al consumidor de la energía.

Para ello, la CREG emitió la siguiente normatividad:

1. La Resolución 101-027 de 2022, que permitió un piso igual o inferior al 0% en la variación mensual que podrá aplicar el comercializador sobre la tarifa y,

adicionalmente, se desindexaron los componentes tarifarios del IPP para calcularse a partir de la menor variación entre el IPC y el IPP

2. La Resolución 101-028 de 2022, dirigida a mejorar el funcionamiento de las plantas termoeléctricas
3. La Resolución 101-029 de 2022, que otorgó mayor flexibilidad financiera a las empresas comercializadoras de energía, sin comprometer la prestación del servicio
4. La Resolución 101-031 de 2022 (que modificó la 101-027), que permite a los comercializadores que se acogieron al acuerdo incrementar las tarifas entre diciembre de 2022 y septiembre de 2023, hasta una variación mensual del IPC +0,3 puntos porcentuales (pp) desde enero de 2023²⁹.

²⁹ Banco de la República (2023). Informe de Política Monetaria (enero de 2023). Disponible en: <https://repositorio.banrep.gov.co/bitstream/handle/20.500.12134/10591/informe-politica-monetaria-enero-2023-recuadro1.pdf?sequence=2&isAllowed=y>.

Ahora bien, en 2023 el Gobierno avanzó en la implementación de la segunda fase de este acuerdo, que consistió en emitir la normatividad necesaria para hacer frente al incremento de las tarifas de energía eléctrica en el país y, además, garantizar a los consumidores una justicia tarifaria.

Esto se hizo a través del decreto 0929 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, un documento que estableció lineamientos encaminados a i) estimular la competencia y la consolidación de precios beneficiosos para consumidores y productores, ii) promover la incorporación de fuentes de energía renovable no convencional, iii) garantizar la prestación del servicio de energía a los usuarios que no cuenten con comercializador y iv) crear espacios de participación ciudadana para la construcción de la normatividad³⁰.

Posteriormente, para dar cumplimiento a la anterior normatividad, la CREG emitió la Resolución 101-018 de 2023, a través de la cual la entidad definió un esquema para supervisar los precios de oferta en la bolsa de energía del Mercado de Energía Mayorista (MEM)³¹.

Con la implementación de la anterior regulación, el Gobierno nacional avanzó en su propósito de garantizar que los precios en bolsa, que influyen en las tarifas finales a consumidores y empresas, sean el resultado de condiciones de competencia entre los agentes.

Si bien la aplicación de este marco normativo ha incidido en una reducción de las tarifas de energía, la elevada probabilidad de que el fenómeno de El Niño se intensifique hacia la última parte del año ha generado incerti-

dumbre respecto a la continuidad en la prestación del servicio durante 2023 y 2024, y la sostenibilidad financiera de las empresas prestadoras del servicio.

4.2. La prestación del servicio de energía durante 2023-2024

Es importante tener en cuenta que el sistema eléctrico colombiano estaría en capacidad de asegurar la prestación de energía durante el próximo fenómeno de El Niño, atendiendo a:

- El cargo por confiabilidad, que recientemente le ha permitido recaudar a las empresas generadoras de energía aproximadamente COP 0,5 billones mensuales³² (Gráfico 4). Al respecto, es importante mencionar que este esquema, cuyo recaudo proviene de la factura del servicio de energía (un 12% de la tarifa va dirigida al cargo por confiabilidad aproximadamente), le permitirá al país sortear el 95% de futuros fenómenos de escasez, según Acolgen³³.

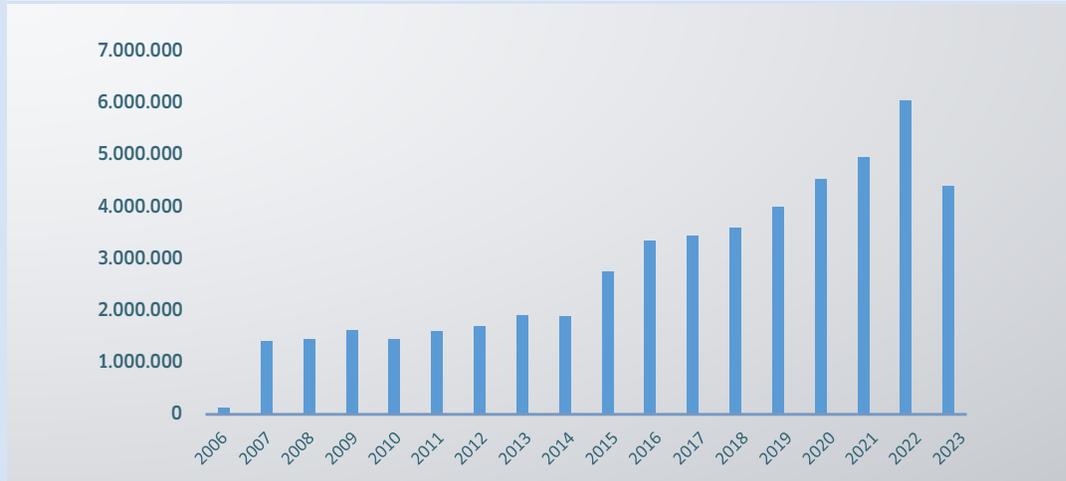
30 Ministerio de Minas y Energía (2023). ABC del decreto 0929 de 2023. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10238/documento_abc_justicia_tarifaria.pdf.

31 CREG (2023). Resolución 101 018 de 2023. Disponible en: <https://creg.gov.co/loader.php?Servicio=Documentos&Funcion=InfoCategoriaConsumo&tipo=RE&idDirectorio=335725>.

32 Ministerio de Energía (2023). El sistema eléctrico colombiano estaría en capacidad de afrontar un posible fenómeno de El Niño. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/el-sistema-el%C3%A9ctrico-colombiano-estar%C3%ADa-en-capacidad-de-afrontar-un-posible-fen%C3%B3meno-de-el-ni%C3%B1o/>.

33 Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (s.f.). Lecciones Fenómeno de "El Niño" 2015-2016. Disponible en: https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_LECCIONES-FENOMENO-DE-EL-NINO-2015-2016-.pdf.

Gráfico 4. Valor entregado por cargo por confiabilidad en cada año³⁴ (COP millones)



Fuente: XM; elaborado por Findeter³⁵.

- El nivel actual de los embalses de generación de energía, que bordea el 73,68% de su nivel de volumen útil al cierre de septiembre de 2023. Este nivel, aunque menor en 7 puntos al de agosto (80,8%), es 8,8 puntos mayor al nivel presenciado en septiembre de 2015 (64,85%), cuando se presentó el último fenómeno de El Niño; también es cercano al valor promedio de los últimos 20 años³⁶.

Aun cuando las anteriores consideraciones mitigan los riesgos de un eventual apagón, el Gobierno se ha propuesto incentivar la generación de energía a través de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER).

Así, a través del artículo 235 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 Colombia: Potencial Mundial de la Vida, se promueve la

conformación de “comunidades energéticas”, es decir, de asociaciones de personas naturales o jurídicas que actúen como generadoras o comercializadoras de energía a través de FNCER³⁷.

Esta es una iniciativa que busca contribuir a la meta del PND de incorporar 2.000 megavatios (MW) de capacidad en operación comercial de generación eléctrica basadas en fuentes no convencionales de energía renovable y que usará como mecanismo de financiación los fondos del sector: el Programa de Normalización de Redes Eléctricas y el Fondo de Energía Social³⁸.

Adicionalmente, en su propósito de aumentar la capacidad de generación de energía de fuentes no convencionales, el Gobierno también ha promovido la diversificación energética en el país a partir del desarrollo de proyectos de energía solar y eólica.

³⁴ Para 2023, las cifras corresponden al periodo enero-agosto.

³⁵ XM (2023). Cargo por confiabilidad. Disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/Cargo-por-Confiabilidad.aspx>

³⁶ <https://www.xm.com.co/noticias/6276-en-septiembre-embalses-de-energia-del-pais-cerraron-en-un-7368>.

³⁷ Departamento Nacional de Planeación (2023). Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/pnd-2022-2026>.

³⁸ Departamento Nacional de Planeación (2023). El Plan Nacional de Desarrollo marca la ruta de la transición energética del país. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/Prensa/Noticias/Paginas/el-plan-nacional-de-desarrollo-marca-la-ruta-de-la-transicion-energetica-del-pais.aspx>.

4.3. La sostenibilidad financiera de las empresas prestadoras del servicio

En este punto cabe mencionar que el sector afronta actualmente problemas de liquidez y flujos de caja. Como se mencionó en la sec-

Al respecto, el superintendente de Servicios Públicos, Dagoberto Quiroga, afirmó recientemente que, con la llegada de El Niño, el establecimiento de contratos de energía se dificultaría, por lo que las empresas quedarían más expuestas a los movimientos de los precios de la energía en bolsa, aspecto que redundaría en mayores obstáculos financieros para el sector, que se pueden evitar a través de medidas que mitiguen mayores



ción III de este documento, las deudas de las empresas comercializadoras ascienden a COP 7,2 billones, de los cuales COP 4,96 billones se explican a partir de la opción tarifaria. A la fecha, esta brecha en materia de ingresos no se ha podido cerrar y, de hecho, se amplió al cierre de 2022 para el 85% de las empresas que aplica dicho mecanismo.

Esta situación, según la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Asocodis) representa un riesgo para la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, que se puede ver profundizado debido a los efectos en términos de mayores precios de la energía a partir de la llegada del fenómeno de El Niño 2023-2024.

afectaciones por este fenómeno a empresas y usuarios.

En este sentido, desde varios frentes se ha planteado la necesidad de que desde el Gobierno nacional se provean recursos a estas empresas a través de instrumentos de financiación que les permita contar con el flujo de caja necesario durante el periodo 2023-2024 y, al tiempo, cubrir sus necesidades de capital de trabajo. Todo ello, con el fin de garantizar la continuidad y la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica a todos los colombianos.

4.4. Medidas del Gobierno para aliviar la situación financiera de las comercializadoras

Recientemente, el ministro de Minas y Energía, Andrés Camacho, declaró ante los medios que el “sistema está preparado para enfrentar el fenómeno de El Niño con energía proveniente del agua y con térmicas. No hay ningún riesgo de desabastecimiento de energía, lo que tenemos es un riesgo financiero de las empresas del sector”³⁹.

Es precisamente por esto que el Gobierno anunció la habilitación de una línea de crédito por COP 1 billón a través de Findeter, “dirigida a irrigar recursos de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, con el fin de permitir mantener la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, así como la estabilidad en las tarifas del mercado para los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”⁴⁰. Teniendo en cuenta el monto de los saldos acumulados mencionados anteriormente, esta línea puede no ser suficiente.

Por otro lado, la CREG emitió las resoluciones 101 024 y 101 023; la primera reduce el valor de las garantías para el cubrimiento de las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), teniendo en cuenta

que, cuando los precios en bolsa aumentan, también lo hacen las garantías. La segunda resolución permite extender el mecanismo de diferimiento de pagos al ASIC y LAC por parte de las comercializadoras⁴¹. Ambas resoluciones buscan aliviar el flujo de caja de estas empresas.

4.5. Retos a futuro

Camilo Marulanda, presidente de Isagen, comentó en entrevista con el diario La República que no ve riesgos de racionamiento de energía en el corto plazo. Sin embargo, menciona que la principal razón por la cual los precios han aumentado significativamente es debido a la demora en la entrada en operación de todas las turbinas de Hidroituango (que está funcionado al 25% de su capacidad) y de proyectos eólicos en La Guajira, que juntos suman más de 4.000 MW de capacidad que no han podido ingresar al SIN⁴². Los proyectos de La Guajira generan especial preocupación debido a que su retraso se debe a las demoras en la construcción de la línea de transmisión de La Colectora y a problemas socioambientales.

En el mismo sentido, la Asociación de Energía Renovables, SER Colombia, publicó en marzo de 2023 el informe Proyectos de Energía Renovables 2023 – 2024, Oportunidades y Desafíos para su Ejecución, el cual pone sobre la mesa el tema del retraso en la entrada en operación de los proyectos FNCER. Comenta

39 Quiroga, L. (15/10/2023). “El plan del Gobierno si se recrudece el fenómeno de EL Niño en el país”. EN EL Tiempo. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/el-plan-del-gobierno-si-se-recrudece-el-fenomeno-de-el-niño-en-el-país-816297>.

40 Ibid.

41 Presidencia de la República. (10/10/2023). Medidas del Gobierno para aliviar tarifas y situación financiera de comercializadoras de energía. Disponible en: <https://petro.presidencia.gov.co/prensa/Paginas/Gobierno-expide-medidas-para-aliviar-la-situacion-financiera-231010.aspx>.

42 López, J. & Rodríguez, D. (7/10/2023). “El agua de los embalses solo es suficiente para generar cerca del 55% de la energía”. En La República. Disponible en: <https://www.larepublica.co/empresas/entrevista-con-camilo-marulanda-presidente-de-isagen-sobre-embalses-y-crisis-de-energia-3722536>.



el informe que, de 80 proyectos que deben entrar a operar en 2023 y 2024 y que suman 3.330 MW de capacidad de generación, solo el 35% avanzan sin problema. El 65% de los proyectos restantes, los cuales representan casi el 90% de la nueva capacidad, están atrasados⁴³.

El Gobierno nacional también ha comentado sobre el retraso en los proyectos de energías renovables. Según el Índice de Transición Energética del Foro Económico Mundial, Colombia bajó 10 puestos en 2022; la principal razón, según el Gobierno, es el atraso en la puesta en operación de los proyectos de energías renovables en La Guajira⁴⁴. En el Decreto 1085 de 2023 (declarado inexecutable por la Corte Constitucional en octubre de 2023), el cual declaraba la emergencia econó-

43 Asociación de Energías Renovables - SER Colombia. (2023). *Proyectos de Energías Renovables 2023-2024. Oportunidades y Desafíos para su ejecución*. Disponible en: <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2023/05/REVISTA-2.pdf>.

44 Arenales, J. (8/07/2023). "Hay retrasos en 82 de los proyectos de energías renovables ubicados en La Guajira". En *La República*. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/hay-retrasos-en-82-de-proyectos-de-renovables-ubicados-en-la-guajira-3653755>.

mica, social y ecológica en el departamento de La Guajira, se menciona que el 82% de los proyectos están atrasados⁴⁵.

La no entrada de proyectos de generación con FNCER aumenta la dependencia de producción de energía con combustibles fósiles (más costosos) en periodos de baja hidrología, aumentando de forma importante los precios de la energía en el mercado de energía mayorista. También significa que la capacidad instalada del país no se está extendiendo al ritmo en el que lo hace la demanda: solo en agosto de 2023, la demanda creció 6,25% a nivel nacional y un 11,25% en la Región Caribe.

Los aumentos abruptos en el precio de la energía han generado la posibilidad de un 'apagón financiero', el cual podría terminar por afectar el suministro de energía en varios municipios del país. Las medidas del Gobierno nacional en el corto plazo tal vez sean suficientes para sortear los efectos que el fenómeno de El Niño está teniendo sobre los precios de la energía y, así mismo, sobre la solvencia económica de las empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio público de energía.

Sin embargo, las soluciones estructurales de mediano y largo plazo pasan por ampliar de forma eficiente la capacidad instalada del país, aumentando la producción de energía con fuentes limpias, las cuales son menos costosas que las fuentes contaminantes. Destruir los proyectos de transmisión y generación en La Guajira, así como en las demás zonas del país, debe ser la prioridad.

45 Decreto 1085 de 2023 (02/07/2023). "Por el cual se declara el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el departamento de La Guajira". Disponible en: <https://petro.presidencia.gov.co/Documents/230702-Decreto-1085-del-2-julio-2023.pdf>.

4.6. Glosario



- **Cargo por confiabilidad:** pago a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y cumplimiento de la obligación de energía firme que le fue asignada en una subasta para la asignación de obligaciones de energía firme o en el mecanismo que haga sus veces (CREG)
- **Mercado de energía mayorista:** es un mercado cuyo propósito es el intercambio de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a precios eficientes (Superservicios).
- **Mercado de largo plazo:** los contratos bilaterales o mercado de largo plazo corresponden a un esquema de negociación libre entre agentes (vendedores y compradores) (Superservicios).
- **Mercado de corto plazo:** la bolsa de energía o mercado de corto plazo es un mercado para el día siguiente, con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado (Superservicios).
- **Obligaciones de energía en firme:** Vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar una cantidad diaria de energía durante el período de vigencia de la obligación, cuando el precio en bolsa supere el precio de escasez de activación (CREG).
- **Opción tarifaria:** mecanismo mediante el cual un comercializador de energía eléctrica puede aplicar, de manera voluntaria, aumentos graduales en las tarifas en vez de un aumento súbito de las mismas (CREG).



- **Precio en bolsa:**
 - En condiciones normales, es un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario (XM).
 - En condiciones de intervención de precios de oferta, tiene en cuenta los precios intervenidos de oferta para las plantas de generación hidroeléctrica con embalse (XM).
- **Precio de escasez:** precio techo de venta de energía, es decir, el valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Cuando el precio en bolsa supera el precio de escasez, se genera una señal de que hay una situación crítica en el sistema y se activa esta norma para regular el precio al que se compra la energía (XM).
- **Precio de escasez de activación:** Es el valor máximo entre el precio de escasez calculado y el precio marginal de escasez (CREG).
- **Precio marginal de escasez:** busca reflejar los costos variables de los combustibles de las plantas térmicas en el mercado nacional, teniendo en cuenta el reporte de costos realizado por los agentes generadores de energía (XM).
- **Subastas de energía:** Las subastas se programan con el propósito de asignar las obligaciones de energía firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes (XM).