

**ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD, DE LAS  
RAZONES POR LAS CUALES NO LOGRÓ DAR UNA SEÑAL DE EXPANSIÓN  
QUE APORTARA A LA DIVERSIFICACIÓN DEL PARQUE GENERADOR Y  
CÓMO ESTO CONTRIBUYÓ A MERMAR LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
DURANTE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016**

---

**ESTUDIANTE: FERNÁN MONTOYA**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA  
FACULTAD DE CIENCIAS JURÍDICAS  
MAESTRÍA EN DERECHO ECONÓMICO  
MARZO DE 2019**

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN DERECHO  
ECONÓMICO**

**DIRECTOR: ALEJANDRO RODRÍGUEZ ZÁRATE**



*A mis padres, por su apoyo incondicional hoy y  
siempre....*

## **TABLA DE CONTENIDO**

### **CONCEPTOS BÁSICOS**

### **INTRODUCCIÓN**

## **1. CAPÍTULO I. ANTECEDENTES DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

1.1.DESCRIPCIÓN DEL PARQUE ELECTRICO EN COLOMBIA

1.2.CONDICIONAMIENTOS SOBRE LOS CUALES SE SUSTENTÓ LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

1.2.1. GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS

1.2.2. TECNOLÓGICOS

1.2.3. FINANCIEROS

1.2.4. TASA DE CAMBIO

1.3.OTROS MECANISMOS O ANILLOS DE SEGURIDAD

1.4.ASPECTOS CORRESPONDIENTES PARA LA GENERACIÓN CON FNCER

1.4.1. REGULACIÓN EXISTENTE SOBRE FNCER ANTES DEL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016

1.4.2. REGULACIÓN SOBRE EL ENFICC ANTES DEL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016

## **2. CAPÍTULO II. EL CARGO POR CONFIABILIDAD**

2.1.CONTEXTUALIZACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD VIGENTE DURANTE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016 (RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006)

2.2.MECANISMO PARA LA ADJUDICACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME VIGENTE EN EL MOMENTO DE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016 (ASIGNACIÓN ADMINISTRADA Y SUBASTAS)

2.3.OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME ASIGNADAS A GENERADORES MEDIANTE EL CARGO POR CONFIABILIDAD HASTA ANTES DE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016

## **3. CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LA CRISIS ENERGÉTICA OCASIONADA POR EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016 Y SUS EFECTOS SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO**

- 3.1. CRISIS ENERGÉTICA OCASIONADA POR EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016
- 2.2. SOBRECOSTOS QUE TRAJÓ AL SISTEMA LA FALLA DEL ESQUEMA PLANTEADO POR EL CARGO POR CONFIABILIDAD, DURANTE EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016
- 4. CAPÍTULO IV. ANÁLISIS ECONÓMICO NORMATIVO DE LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD VIGENTE DURANTE LA CRISIS 2015-2016 (RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006)**
- 5. CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE GRADO**
- 6. BIBLIOGRAFÍA**

## RESUMEN

El propósito de este trabajo es hacer un análisis económico normativo y cualitativo de la resolución CREG 071 de 2006 vigente antes durante la crisis energética 2015-2016, con el fin de demostrar que contribuyó a consolidar la dependencia del sistema eléctrico del país a las fuentes hídricas y a los combustibles fósiles, hecho que resultó en una mayor vulnerabilidad de cara al fenómeno del niño que se produjo durante los años 2015-2016, también, se busca probar que la inclusión dentro de esta norma de incentivos especiales a las fuentes de energía renovables no convencionales hubiera ayudado a atomizar los recursos para producir energía de tal manera que se pudiera sobrellevar de mejor manera la crisis energética que se dio en ese periodo.

*Palabras clave: Economía de la regulación, energía, derecho y economía.*

*Clasificación JEL: L51, Q4, K*

## ABSTRACT

The purpose of this paper is to do a qualitative economic analysis of resolution CREG 071 of 2006 valid during the energy crisis 2015-2016, in order to demonstrate that it contributed to consolidate the dependence of the country's electricity system on water sources and fossil fuels, which resulted in a greater vulnerability to the phenomenon of the child that occurred during the years 2015-2016, also seeks to prove that the inclusion within the regulation of special incentives to non-conventional energy sources would have helped to atomize resources to produce energy so that the crisis that occurred in that period could be better overcome.

*Key words: Economics of regulation, energy, law and economics.*  
*JEL: L51, Q4, K*

## CONCEPTOS BÁSICOS

**Cargo por Confiabilidad:** Artículo 2, Resolución CREG 071 de 2006. Definiciones: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el 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. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

**Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):** Artículo 1, Resolución CREG 071 de 2006: Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

**Fenómeno de "el Niño"<sup>1</sup>:** es un evento climático que se genera cada cierto número de años por el calentamiento del océano Pacífico. Sus efectos son notables en el norte de la región Pacífica, los departamentos de la región Andina y en los departamentos de la región Caribe.

**Plantas no Despachadas Centralmente (PNDC):** Artículo 2, Resolución CREG 071 de 2006. Plantas de generación con capacidad efectiva menor a 20 MW cuyo programa horario de generación es suministrado al CND para el despacho por los agentes que la representan.

**Precio de Escasez:** Artículo 2, Resolución CREG 071 de 2006. Definiciones: Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

**Obligaciones de Energía Firme:** Artículo 2, Resolución CREG 071 de 2006. Definiciones: Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.

**Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER):** Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser

---

<sup>1</sup> Fuente: <http://www.siac.gov.co/web/siac/ninoy Nina> Fecha de consulta: 20 de diciembre de 2018.

consideradas como FNCER según lo determine la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

**Despacho central<sup>2</sup>:** Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del CND en coordinación con los CRDs y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO. (Fuente: R. CREG-025-1995; Anexo).

**Bolsa de Energía<sup>3</sup>.** Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Mercado Mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

**Demanda objetivo:** Artículo 1, Resolución CREG 071 de 2006. Definiciones: Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1° de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.

---

<sup>2</sup> <http://www.creg.gov.co/index.php/es/component/glossary/Glossary-1/D/DESPACHO-CENTRAL-961/> Fecha de consulta: 28 de febrero de 2019.

<sup>3</sup> <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96> Fecha de consulta: 28 de febrero de 2019.



## INTRODUCCIÓN

El cargo por confiabilidad se puso a prueba con la llegada del pasado fenómeno El Niño, que menoscabó las fuentes hídricas utilizadas para producir energía<sup>4</sup>. El evento climatológico, tuvo su inicio a finales de 2015 y se prolongó hasta principios de mayo de 2016, poniendo en aprietos la sostenibilidad del sistema, y logrando colocar en entredicho la efectividad del cargo como mecanismo de contingencia ante este tipo de eventos.

Es preciso señalar que, el 69,77% de la capacidad instalada para la generación de energía, en Colombia, utiliza el agua como materia prima, el 29,26% lo hace a partir de combustibles fósiles, y el 1% restante con recursos alternativos<sup>5</sup>. De cómo está estructurado el parque generador, se entiende que los recursos que utilizan agua como insumo (en adelante “hidráulicos”) son los llamados a generar primero pues tienen costos variables más bajos, mientras que, los que utilizan combustibles (en adelante “térmicos”) ejercen naturalmente una función de respaldo. Las energías alternativas, por su parte, tienen una participación ínfima.

En este sentido, al ser los generadores térmicos activos de respaldo por excelencia, los insumos que utilizan para ejercer su actividad (carbón, gas natural, ACPM y querosene) se necesitarían plenamente en el momento en que se cumplan las condiciones para que se activen las Obligaciones de Energía Firme (en adelante “OEF”), esto se da cuando el precio de escasez supera el del mercado de corto plazo, instante en que todos los generadores que hayan sido beneficiados con el cargo, en teoría, deberían estar disponibles para cumplir con las obligaciones adquiridas.

Lo ocurrido, en el pasado fenómeno El Niño, que llevó al país al borde del racionamiento energético, estuvo relacionado con que algunos agentes térmicos no fueron capaces de cumplir con sus OEF derivadas del pago que reciben por concepto del cargo por confiabilidad, principalmente, por dos razones: i) el Precio de Escasez al cual se remuneraría su generación no alcanzaba para cubrir sus costos, por lo que eran inviables financieramente; y ii) algunas plantas no contaban con los insumos necesarios para generar, lo cual impedía que pudieran cumplir con las obligaciones previamente adquiridas.

En línea con lo anterior, y ante la realidad que tenemos un parque generador altísimamente concentrado en recursos que utilizan como insumo el agua y los combustibles fósiles,

---

<sup>4</sup> “El fenómeno de El Niño 2015 - 2016, uno de los más fuertes en la historia del planeta, desencadenó hasta 14 incendios en promedio durante los 15 meses que tuvo de duración en el país. En total, Colombia perdió, por incendios forestales, en hectáreas de bosques 188.650 hectáreas, lo que equivale a que una ciudad como Cali sea arrasada por el fuego tres veces.

Esta sequía, que dejó en los niveles históricos más bajos al río Magdalena y más de 200 municipios en calamidad por desabastecimiento de agua, le costó al país, en prevención y atención de emergencias, 1, 6 billones de pesos.” Fuente: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16610226> Fecha de consulta: 21 de febrero de 2019.

<sup>5</sup> Fuente: [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf) Fecha de consulta: 29 de febrero de 2019.

entendemos que este se pudo diversificar de mejor manera, de tal forma que se hubieran podido incorporar en el texto de la norma del cargo por confiabilidad incentivos especiales para la entrada de plantas generadoras que funcionasen a partir de energías renovables no convencionales (en adelante “FNCER”), lo que estimamos hubiera podido traer mayor confiabilidad al sistema.

Por lo tanto, en el presente documento, se hará un análisis económico cualitativo y normativo de la Resolución CREG 071 de 2006<sup>6</sup> vigente en durante la crisis, cuyo fin es encontrar los apartes de la norma que dieron como resultado la no diversificación del parque generador, y proponer los cambios que considero ayudarían a que esta se diera, lo anterior, con el fin de crear un sistema eléctrico más confiable a partir de la introducción de recursos que funcionen a partir de FNCER.

---

<sup>6</sup> Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## CAPÍTULO I.

### 1. ANTECEDENTES DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

#### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE ELÉCTRICO EN COLOMBIA

##### ESTRUCTURA

La estructura del sector eléctrico colombiano en sus inicios estuvo muy influenciada por el aparato estatal ya que las empresas que prestaban estos servicios eran públicas, existían monopolios regionales para proveer el servicio de energía eléctrica conformados por grandes organizaciones que integraban toda la cadena de valor (generación, transmisión, distribución).

El hecho que la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia estuviera regionalizada repercutía en que no existiera la infraestructura necesaria para que se diera la optimización en el uso de los recursos de generación de energía. Para suplir esta necesidad se creó Interconexión Eléctrica S.A. (en adelante “ISA”), compañía encargada de ejecutar la interconexión de todo el sector eléctrico del país y realizar un despacho centralizado, optimizando el uso de los recursos y la expansión del sector de generación.

Este modelo comenzó a mostrar fallas porque su estructura no eliminó la politización en las empresas ni permitía una real competencia, razón por la cual tuvo que reformarse. Las reformas se implementaron a partir de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 conocidas como Ley Eléctrica y Ley de Servicios Públicos. Finalmente, con el inicio de operaciones del Mercado de Energía Mayorista (en adelante “MEM”) a partir de julio de 1995 se inició realmente un mercado de competencia entre las diferentes empresas generadoras fomentando la eficiencia y optimizando las condiciones de mercado, facilitando la participación de inversionistas privados promocionando la generación de un mercado que tuviera como pilar la competencia. La existencia de este mercado controlado por el MEM acabó con los monopolios regionales en el suministro de energía, pues el mismo se encarga de organizar las transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto plazo como de largo plazo, en resumen, al fin existía un mecanismo por medio del cual las empresas podían ofrecer su energía en un mercado en competencia que además estaba interconectado.

Los grandes cambios introducidos posterior al nuevo marco legal, además de la eliminación de los monopolios regionales y el respectivo fortalecimiento de la competencia, fueron: la privatización de las compañías estatales, que se logró con medidas para permitir y facilitar la llegada de inversionistas nacionales y extranjeros; la eliminación de la integración vertical en la cadena de valor; y, dejar en manos del estado el papel de regulador del mercado.

El sector eléctrico colombiano luego de las reformas quedó estructurado tal y como se puede ver en el siguiente diagrama:

**Gráfico No. 1**  
**Estructura del Sector Eléctrico Colombiano**



Fuente: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>

Adicionalmente, el MEM cuenta para gestionar su funcionamiento con “*un ente central denominado Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado del registro de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado.*”

*La planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) que junto con el ASIC son dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos, regulada por la CREG”<sup>7</sup>.*

### CONFORMACIÓN DEL PARQUE ELÉCTRICO DE GENERACIÓN EN COLOMBIA

De acuerdo con el último informe presente en la página web del Sistema de Información Eléctrico Colombiano (en adelante “SIEL”) “*Evolución variables de generación Marzo de 2018*”<sup>8</sup> el parque eléctrico colombiano está conformado en un 69,77% por centrales hidroeléctricas y en un 29,26% por centrales térmicas (gas, carbón, ACPM), tal como se puede corroborar en el siguiente gráfico:

<sup>7</sup> [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado\\_mayorista/estructura.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/estructura.htm)

<sup>8</sup> <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx?PageContentID=1203>

**Tabla No. 1**  
**Participación por tecnología del parque eléctrico colombiano a marzo de 2018**

Tecnología/Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Capacidad Efectiva Neta [%]
ACPM	1,237.0	7.34%
AGUA	11,758.8	69.77%
BAGAZO	130.7	0.78%
BIOGAS	4.0	0.02%
CARBON	1,374.0	8.15%
COMBUSTOLEO	314.0	1.86%
GAS	1,698.3	10.08%
JET-A1	44.0	0.26%
MEZCLA GAS - JET-A1	264.0	1.57%
RAD SOLAR	9.8	0.06%
VIENTO	18.4	0.11%
<b>Total general</b>	<b>16,853.0</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: UPME

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe de Variables Mar 2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)

Lo anterior evidencia una fuerte dependencia de la oferta de generación que se sustenta principalmente en la disponibilidad de agua y combustibles tales como el gas, el carbón, y el ACPM; otro factor a resaltar de la información obrante en el Gráfico No. 2 es que sumadas la generación hidráulica y la térmica corresponden el 99% de la capacidad instalada, este tipo de generación es considerada como convencional por lo que se puede decir que el mercado colombiano depende en gran medida de fuentes convencionales de generación de energía para el abastecimiento de su demanda.

De acuerdo con la definición expuesta por la Asociación Colombiana de Energía Renovable (en adelante “ACER”) las FNCER “*son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*”.

Teniendo en cuenta la definición de FNCER, clasificarían como centrales de este tipo solo el 0,97% de la capacidad instalada en el país, llegamos a este valor al efectuar la suma del porcentaje de capacidad efectiva neta de los recursos que operan con bagazo, biogás, radiación solar y viento. De lo anterior, podemos asimilar que la capacidad de generación en Colombia está concentrada casi en su totalidad por fuentes convencionales.

## 1.2. CONDICIONAMIENTOS SOBRE LOS CUALES SE SUSTENTÓ LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

### 1.2.1. GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS

La geografía de un país tiene completa incidencia sobre el tipo de generación con la que se abastecen los requerimientos energéticos del mismo, los ingenieros buscan aprovechar los recursos disponibles y las características geográficas para idearse cuál es la mejor forma o la manera más eficiente de generar energía dentro de sus fronteras.

Una región geográfica es por definición un área de tierra con características comunes. En general, es la geografía física la que determina el reconocimiento de una región geográfica, al tenerse en cuenta aspectos tales como la vegetación, la hidrografía y el relieve<sup>9</sup>. Colombia está dividido en 5 regiones geográficas, Caribe, Andina, Pacífico, Amazonía y Orinoquía.

En particular, para analizar la potencialidad de cada región en cuanto a su riqueza en fuentes de energía, es clave analizar aspectos tales como su hidrografía, relieve, clima y los recursos naturales renovables y no renovables aprovechables para la generación de energía con los que cuenta.

La región Caribe es en esencia una gran llanura caracterizada por sus inmensas planicies, no obstante, cuenta con cadenas montañosas tales como la Sierra Nevada de Santa Marta, este tipo de relieves son la excepción en su extensión territorial; el clima, es tropical seco y seco, con climas templados oceánicos en las cumbres de la Sierra Nevada de Santa Marta; en cuanto a su hidrografía, sus principales ríos son el Magdalena, Cauca, Sinú, San Jorge, Cesar, Atrato y Ranchería; es una región rica en recursos naturales aprovechables para la generación de energía tales como, el Mar Caribe, sus ríos, gas natural, carbón, los fuertes vientos de la Guajira y la fuerte radiación solar que se presenta también en este departamento.

La principal característica geográfica de la Región Andina es que se encuentra atravesada por tres ramas de la Cordillera de los Andes, Occidental, Central y Oriental, este hecho da a esta región unas características especiales de relieve puesto que cuenta con partes montañosas así como con extensos valles, cañones y mesetas; su clima, es templado del tipo oceánico y mediterráneo, así como de tundra y polar; su hidrografía representa un recurso importante como fuente para generar energía dado que cuenta con las características de relieve necesarias para el desarrollo de grandes proyectos hidráulicos, es de anotar que esta región cuenta con los principales recursos hídricos del país; en cuanto a sus recursos naturales se destaca su riqueza hídrica, petrolífera y carbonífera, todos recursos importantes para la generación de energía eléctrica.

El relieve en la Región Pacífica lo dominan las serranías de mediana altura y es una zona mayoritariamente selvática; tiene un clima tropical húmedo y monzónico del cual se puede destacar que hace que esta zona del país sea una de las más pluviosas del mundo; de su hidrografía se puede decir que esta bañada por numerosos ríos como lo son el Atrato, San Juan, Baudó, Mira y Patía, siendo estos muy importantes debido a que se usan como principales vías de comunicación en la región dada su naturaleza selvática; esta parte del territorio nacional cuenta con abundantes recursos hídricos teniendo en cuenta la gran cantidad de ríos que la atraviesan.

La Región de la Orinoquía se caracteriza por ser un valle con extensas planicies; su clima es tropical seco y monzónico; en cuanto a su hidrografía la atraviesan los ríos, Guaviare, Meta, Vichada, Tomo, Arauca y Casanare; los principales recursos naturales con potencial para generar energía en la región son el viento y el petróleo que se explota en el territorio, principalmente en el campo Cusiana principal yacimiento petrolífero del país.

---

<sup>9</sup> Fuente: <https://definicion.de/region-geografica/> Fecha de consulta: 22/01/2019

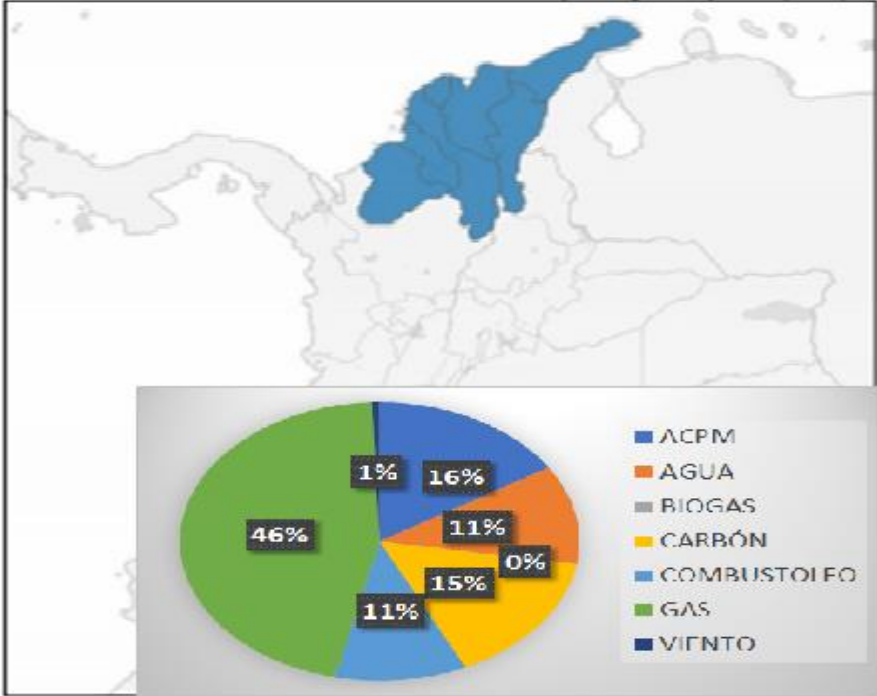
Por su parte, la Región Amazónica se caracteriza por ser eminentemente forestal, compuesta por grandes llanuras cubiertas casi en su totalidad por la selva tropical; el clima es tropical húmedo y monzónico; su hidrografía la componen los ríos, Amazonas, Caquetá, Putumayo, Guaviare, Apaporis y Vaupés; el Departamento cuenta con yacimientos petroleros, así como con la fuerza de sus ríos que es potencialmente aprovechable para la generación de energía.

### 1.2.2. TECNOLÓGICOS

Los condicionamientos geográficos influyen de manera directa en la potencialidad de las regiones para ser proveedoras de energía eléctrica. Como la energía no se crea, sino que se transforma, hay condiciones de la geografía que hacen que ciertas regiones posean grandes riquezas naturales energéticas, estos recursos pueden ser transformados en energía eléctrica a través de diferentes tecnologías. La capacidad instalada del parque generador colombiano puede ser clasificada por medio de las tecnologías utilizadas, como ya habíamos dicho la principal tecnología utilizada en el país es aquella que logra generar energía utilizando como recurso el agua.

Colombia está sobre la región andina y en sus cordilleras existen considerables riquezas hídricas por lo que no es raro que su primera fuente de abastecimiento de energía eléctrica sean las centrales hidroeléctricas, no obstante, el resto de zonas del país no cuentan con las bondades energéticas de la región andina y en contraste tuvieron que desarrollar capacidad instalada que funciona con otras tecnologías, en parte, a partir de combustibles, tal es el caso de la Región Caribe que cuenta con grandes fuentes de gas natural y carbón. Adicionalmente se utilizan combustibles líquidos cuando las otras fuentes de energía son insuficientes.

**Gráfico No. 2**  
**% de capacidad instalada Región Caribe por tipo de recurso a marzo de 2018**

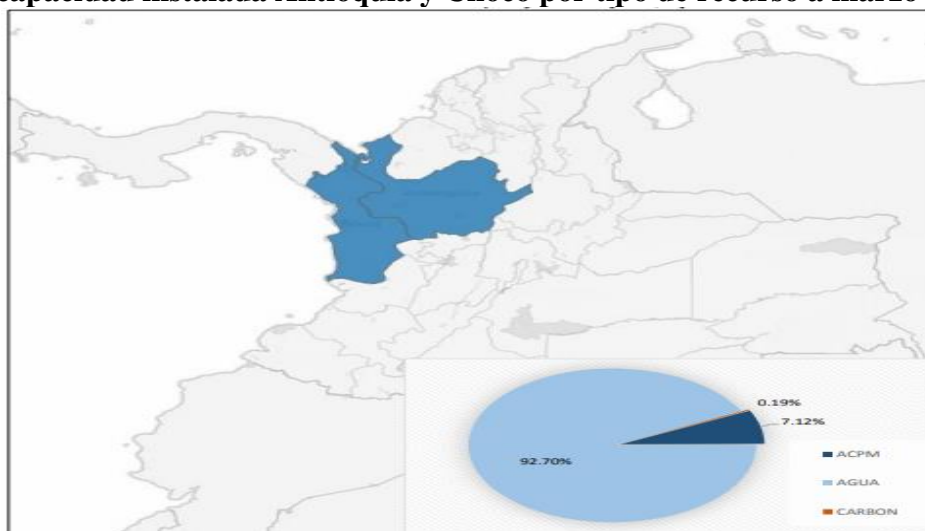


Fuente: SIEL

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)

En la Región Caribe el 45,79% de la capacidad instalada corresponde a plantas que funcionan con gas, el 16,06% a ACPM, el 15,37% a carbón, el 11,45% a agua, el 10,64% a combustóleo, el 0,62% a viento, y 0,08% biogás. En contraste, podemos ver que en Antioquia y Chocó el 92,70% de centrales productoras de energía son hidroeléctricas, como también se puede ver que en las demás regiones del país se cumple que la principal fuente de energía eléctrica está sustentada por las hidroeléctricas.

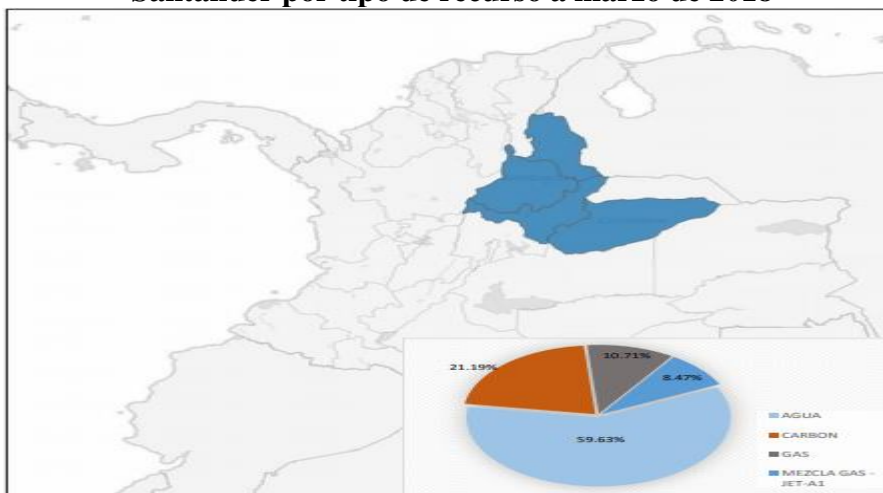
**Gráfico No. 3**  
**% de capacidad instalada Antioquia y Chocó por tipo de recurso a marzo de 2018**



Fuente: SIEL

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)

**Gráfico No. 4**  
**% de capacidad instalada Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Norte de Santander y Santander por tipo de recurso a marzo de 2018**

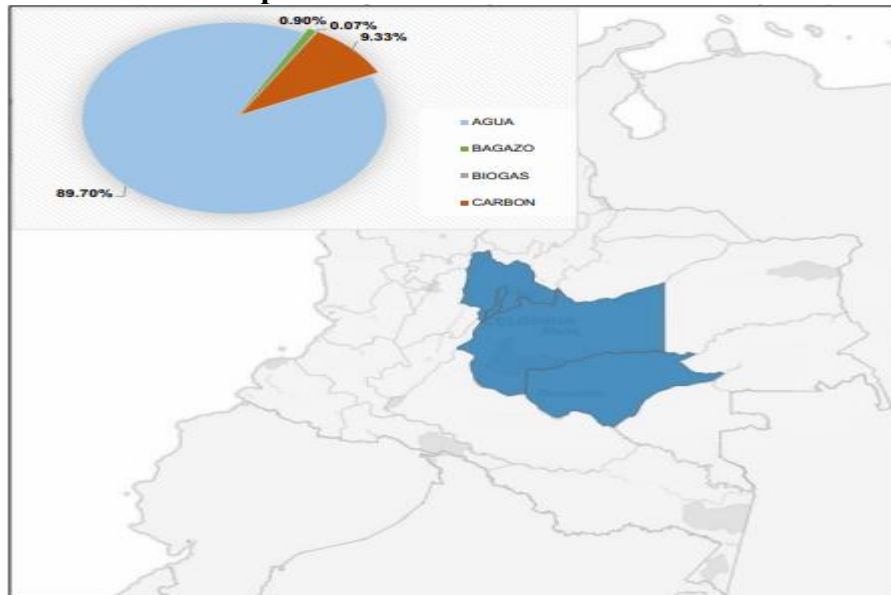


Fuente: SIEL

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)



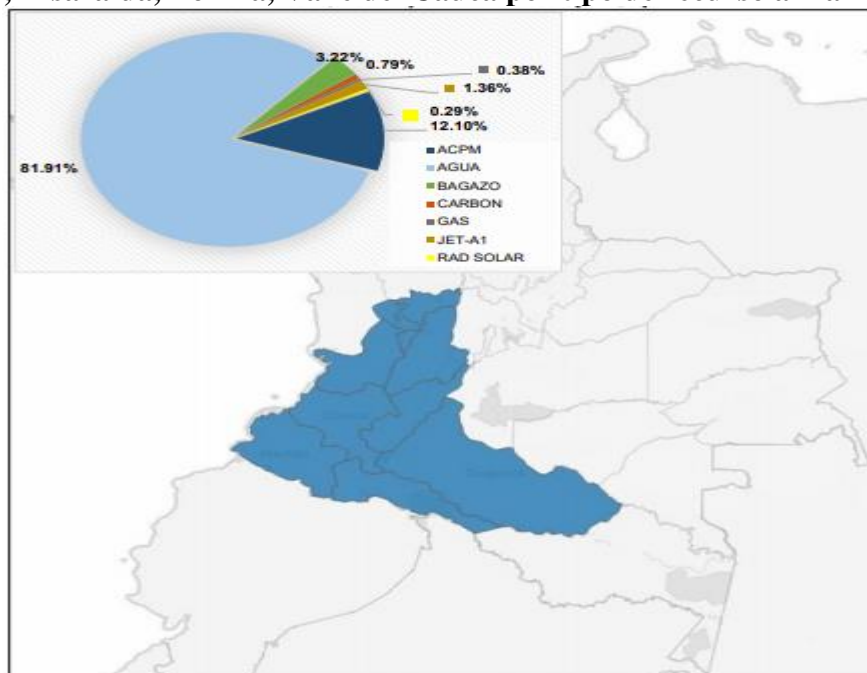
**Gráfico No. 5**  
**% de capacidad instalada Bogotá D.C., Boyacá, Cundinamarca, Tolima y Meta por tipo de recurso a marzo de 2018**



Fuente: SIEL

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)

**Gráfico No. 6**  
**% de capacidad instalada Cauca, Caldas, Caquetá, Huila, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima, Valle del Cauca por tipo de recurso a marzo de 2018**



Fuente: SIEL

[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)

No obstante, la región caribe no cuenta con desarrollos de grandes centrales hídricas y la generación en la región está sustentada más que todo por los generadores térmicos. Es bien sabido que el Departamento de la Guajira es rico en vientos y fuerte radiación solar que son FNCER. Según estudios desarrollados desde el Ministerio de Minas y Energía, *“el potencial de este departamento alcanza los 42.000 megavatios de energía solar y 15.000 de eólica, capaz de suplir las necesidades energéticas actuales del país”*<sup>10</sup>.

Consciente de la capacidad de los vientos de la Guajira para generar energía, Empresas Públicas de Medellín, ya construyó en 2004 el primer parque eólico del país en este departamento con una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia. Para el caso del recurso solar, podemos decir que, *“la irradiación solar promedio, en Colombia, es de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, lo cual es mayor que el promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/día; de igual forma, debemos decir que la guajira y la costa caribe presentan las mayores irradiaciones promedio”*<sup>11</sup>. Existe un gran potencial para el desarrollo de este tipo de tecnologías que seguramente van a ser de gran relevancia para garantizar el abastecimiento de energía del país en los próximos años

Teniendo en cuenta que el potencial de energía eólica y solar únicamente en el Departamento de la Guajira alcanzaría para instalar 57.000 MW de potencia, y al observar que a marzo de 2018 Colombia apenas tenía instalados 16.853 MW, podemos decir que es mucho lo que es posible hacer en materia de desarrollos de FNCER, pues aún existen muchos recursos por explotar.

### 1.2.3. FINANCIEROS

Los condicionamientos financieros para la instalación de capacidad instalada con FNCER son especiales, dado que el Estado colombiano, en aras de incentivar su implementación dio incentivos tributarios a este tipo de desarrollos los cuales se crearon a partir de la Ley 1715 de 2014, y consisten en: la reducción anual al impuesto de la renta producida por estos proyectos, la exclusión del IVA en la compra de maquinaria, la exención de pagos de derechos arancelarios y la aplicación del régimen de depreciación acelerada. Todos estos componentes hacen que se disminuyan los egresos que se sustentan en varias cuentas del estado de resultados de las empresas, lo que le da mayor viabilidad en términos financieros a los proyectos.

Existen dos maneras de financiar cualquier proyecto, con recursos propios o con financiamiento externo. La financiación con recursos propios siempre es más costosa pues implica que el dueño del proyecto asume todo el riesgo ligado a la inversión, no obstante, existe un punto óptimo entre financiación propia y externa que hace que el costo promedio ponderado del capital (WACC) se minimice por lo que una buena combinación de estos dos recursos produce un costo del capital más eficiente.

---

<sup>10</sup> Fuente: <http://www.aciennacional.org/home/index.php/prensa/419-llego-el-momento-de-las-fncer-en-colombia> Fecha de consulta: 18/01/2019

<sup>11</sup> Fuente: <http://www.aciennacional.org/home/index.php/prensa/419-llego-el-momento-de-las-fncer-en-colombia> Fecha de consulta: 18/01/2019

Por su parte, las FNCER, tenían una particularidad, a la fecha en que se produjo la crisis energética 2015-2016, no existían adjudicaciones de contratos de largo plazo para este tipo de energías como por ejemplo la eólica y la solar. Este hecho generaba una condición especial para la financiación externa de estos proyectos pues hace que los flujos de caja proyectados de la empresa presenten un alto grado de inseguridad lo que desincentiva su financiación.

El Ministerio de Minas y Energía ha dado un empujón a estos desarrollos por medio de la Resolución 40791 de 2018 a través de la cual creó un mecanismo alternativo que da la posibilidad de hacer contratos de largo plazo a proyectos FNCER, lo cual sin duda es un cambio para las posibilidades de crecimiento de este tipo de capacidad instalada y que da mayor seguridad a los flujos de caja de estas empresas volviéndolas más atractivas para su financiación. Este cambio podría llegar a estimular el crecimiento de estos recursos lo cual ayudaría a diversificar el parque generador.

#### 1.2.4. TASA DE CAMBIO

La tasa de cambio en Colombia es de tipo flexible<sup>12</sup>, lo cual implica que el banco central se abstiene de intervenir en el precio de las divisas y este se forma en consecuencia a partir de la libre interacción entre la oferta y la demanda. El dólar, es utilizado como moneda de referencia para establecer la tasa de cambio pues es la moneda más transada, es de anotar, que su precio de mercado ha demostrado ser bastante volátil y afecta directamente los costos de los desarrollos de capacidad instalada FNCER pues los equipos necesarios para construirlos son importados y por ende deben ser cancelados en dólares.

#### 1.3. OTROS MECANISMOS O ANILLOS DE SEGURIDAD

Los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad están previstos para que faciliten el abastecimiento de la demanda en condiciones de hidrología crítica y se dividen en: mercado secundario de energía firme, demanda desconectable voluntariamente, activos de generación de última instancia, subastas de reconfiguración.

##### MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME

Este es un mercado de solo generadores y es donde se venden los excedentes de energía firme que no fueron adjudicados con OEF en las subastas del cargo por confiabilidad<sup>13</sup>. Los compradores en este mercado son los generadores que no cuentan en el momento con la ENFICC necesaria para cumplir con sus OEF. Este tipo de acuerdos se conocen como contratos de respaldo.

##### DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIAMENTE

---

<sup>12</sup> <http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-tasa-cambio> Fecha de consulta: 28 de febrero de 2019.

<sup>13</sup> [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/mercado\\_secundario.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/mercado_secundario.htm) Fecha de consulta: 28 de febrero de 2019.

Este anillo de seguridad consiste en que cuando el generador observa que tiene dificultades para cumplir con sus OEF, por intermedio del comercializador, contacta a los usuarios que pueden desconectar voluntariamente su demanda y los invita a hacerlo<sup>14</sup>. La demanda que sea desconectada por estos será descontada de las OEF del generador y este deberá remunerar al comercializador que le vendió la energía al consumidor final a un precio acordado.

## ACTIVOS DE GENERACIÓN DE ÚLTIMA INSTANCIA

Es un anillo de seguridad que emplea plantas de generación que no participan en las subastas de configuración del cargo por confiabilidad<sup>15</sup>. Así las cosas, cuando un generador cae en cuenta que no va a poder cumplir con sus OEF puede contratar otro para que supla esta necesidad o instalar uno provisional.

## SUBASTAS DE RECONFIGURACIÓN

Este mecanismo se realiza cuando la CREG prevé que va a haber un exceso o déficit de energía firme, para un año particular, esto se logra al revisar las demandas proyectadas y contrastarlas con las OEF adquiridas<sup>16</sup>. En caso de determinarse déficit o exceso se establecen subastas de reconfiguración de compra o de venta de OEF respectivamente.

### 1.4.ASPECTOS CORRESPONDIENTES PARA LA GENERACIÓN CON FNCER

La generación con FNCER comprende varios retos que son importantes. El primero es financiero, puesto que los costos para instalar estos recursos son superiores a los de las demás tecnologías teniendo en cuenta que la ubicación geográfica donde se construyen depende de donde se den las condiciones naturales para que sea viable la generación; ejemplo de esto, es que el mayor potencial eólico y fotovoltaico del país se encuentra en la Guajira lo que produciría un costo adicional a razón de la necesidad de expandir la red de interconexión eléctrica; por otra parte, el hecho que la generación con este tipo de recursos sea intermitente, es decir, no pueda garantizarse pues no se tiene control de las condiciones naturales que la producen, genera cierta incertidumbre acerca de los flujos de caja que pueda generar por lo que dificulta la financiación por parte de agentes externos.

Una segunda dificultad está relacionada con un factor técnico y regulatorio. Al ser las FNCER, como la eólica y fotovoltaica, recursos intermitentes, tienen complicaciones a la hora de acceder a la bolsa de energía debido a que aquellas plantas que compitan en ese mercado deben garantizar que van a cumplir con sus ofertas so pena de sanciones. Lo anterior, dificulta la expansión de las FNCER, pues de acuerdo con la Resolución CREG 086 de 1996 aquellos recursos que tengan una capacidad instalada inferior o igual a 20 MW pueden entregar toda su energía al sistema sin tener que competir en la bolsa de energía, lo

---

<sup>14</sup> <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/demanda.htm>

<sup>15</sup> <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/activos.htm>

<sup>16</sup> <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/subastas.htm>

que incentiva a que los recursos de este tipo se desarrollen con capacidad inferior a los 20 MW.

#### 1.4.1. REGULACIÓN EXISTENTE SOBRE FNCER ANTES DEL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016

La Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, estableció el marco legal de referencia de las FNCER. Desde entonces se han expedido los siguientes decretos reglamentarios y resoluciones en ese aspecto:

- Decreto 2143 de 2015, "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014".
- Resolución UPME 0281 de 2015, "Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala".
- Resolución CREG 024 de 2015, "Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".
- Decreto 1623 de 2015, "Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas".
- Decreto 2492 de 2014, "Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda".
- Decreto 2469 de 2014, "Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"

Aún queda mucho por reglamentar con respecto a lo dicho en el marco de la Ley 1715 de 2014.

#### 1.4.2. REGULACIÓN SOBRE EL ENFICC ANTES DEL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016

La regulación sobre la ENFICC llega a finales de 2006 con la expedición de la Resolución CREG 071 de 2006 que regula el cargo por confiabilidad, y corresponde al Capítulo IV de dicha resolución. A partir de esa fecha la CREG a expedido las siguientes resoluciones respecto a ese parámetro:

- Resolución CREG 075 de 2007, "Por la cual se dispone la definición de protocolos para el cálculo de algunos parámetros para la determinación de la ENFICC".

- Resolución CREG 029 de 2008, “Por la cual se define la oportunidad para la verificación de algunos parámetros para el cálculo de la ENFICC”.
- Resolución CREG 092 de 2011, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”.
- Resolución CREG 148 de 2011, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de las plantas eólicas”.
- Resolución CREG 002 de 2012, “Por el cual se establece la equivalencia entre la Energía Firme para participar en el Cargo por Confiabilidad en Colombia y la Potencia Firme que se comercializa en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá”.
- Resolución CREG 046 de 2014, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas”.
- Resolución CREG 132 de 2014, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas”.
- Resolución CREG 162 de 2014, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”.
- Resolución CREG 061 de 2015, “Por la cual se modifica la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas, definida en la Resolución CREG 148 de 2011 y se dictan otras disposiciones.”
- Resolución CREG 227 de 2015, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas”.
- Resolución CREG 243 de 2016, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas”.
- Resolución CREG 242 de 2016, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”.

Llama la atención que con la Resolución CREG 148 de 2011 se deja en firme la metodología para definir la ENFICC de las plantas eólicas y con la CREG 162 de 2014 se vuelve a poner en consideración un proyecto para dicho fin, culminando en 2015 con una resolución que

finalmente la deja en firme. Con la Resolución CREG 227 de 2015 se deja en firme la metodología para calcular la de las fotovoltaicas y con la Resolución CREG 132 de 2014 la de las geotérmicas.

## CAPÍTULO 2

### 2. EL CARGO POR CONFIABILIDAD

#### 2.1. CONTEXTUALIZACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD VIGENTE DURANTE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016 (RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006)

El regulador compiló todo el contexto del cargo por confiabilidad en la resolución CREG 071 de 2006. Este es un pago que se le hace, periódicamente, a algunos generadores en contraprestación de la garantía que estos ofrecen de aportar al sistema, en momentos de hidrología crítica, cierta cantidad de energía a un precio previamente establecido. Esta garantía se hace efectiva, por ejemplo, cuando se da un fenómeno El Niño y el precio de bolsa supera el precio de escasez. Bajo esta eventualidad, aquellos generadores que reciben cargo por confiabilidad deben aportar al sistema la cantidad de energía con la que se comprometieron y el pago que recibirán por ésta será el precio de escasez. Para que un generador pueda ser titular de este pago, debe adquirir, mediante un mecanismo de subasta establecido por la regulación, unas OEF que dependen de la cantidad de energía que pueda garantizar cada planta en los momentos más críticos; a esa energía se le conoce como ENFICC, y es la energía máxima que puede comprometer una planta en OEF.

De acuerdo con la CREG<sup>17</sup>, las OEF cumplen un papel importante para garantizar la confiabilidad del sistema por dos razones: i) sirven para marcar la señal de expansión de largo plazo del parque de generación eléctrica en Colombia; y ii) para asegurar los recursos de generación de tal forma que se pueda contar con su disponibilidad en épocas de escasez.

En función de lo anterior, el regulador debe encontrar cuánto es deseable que se expanda la capacidad instalada de generación en el país para que se mantenga la confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico, aun ante la llegada de condiciones naturales adversas.

Por medio de la Resolución CREG 071 de 2006, *por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el mercado de energía mayorista*, la CREG estableció un mecanismo a través del cual se estiman los requerimientos energéticos de la nación a futuro y de esta manera se precisa la cantidad de potencia mínima a instalarse en los años venideros.

El mecanismo en mención funciona de la siguiente manera: existe una Demanda Objetivo, que corresponde a un valor estimado por la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante “UPME”), cuyo propósito es determinar la demanda total doméstica de energía de Colombia para el periodo que inicia el 1 de diciembre de cada año y termina el 30 de noviembre del año siguiente. La CREG, al inicio de cada año, tiene seis meses para establecer

---

<sup>17</sup> CREG, “Documento Cargo por Confiabilidad”, 17 de julio de 2006, págs. 14,26. Anexo a la Resolución CREG 043 de 2006.



si la ENFICC instalada en el país es suficiente para cubrir la demanda objetivo estimada<sup>18</sup>; de no ser así, debe subastar OEF, con el fin de que entren nuevos generadores a cubrir el déficit de capacidad instalada. Esto, con la visión de lograr que entre la cantidad suficiente de plantas de generación que garanticen el cubrimiento de la demanda del país, aun durante periodos de hidrología crítica.

Es así, como se impulsa la expansión de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en Colombia, el regulador evalúa si la cantidad de recursos con los que cuenta, incluyendo los anillos de seguridad, son suficientes para cubrir los incrementos estimados futuros en la demanda. Cuando dichos recursos resultan insuficientes convoca subastas por medio de las cuales se asignan nuevas OEF lo cual empuja el crecimiento del parque generador, como también la entrada de nuevos actores.

## **2.2.MECANISMO PARA LA ADJUDICACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME VIGENTE EN EL MOMENTO DE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016 (ASIGNACIÓN ADMINISTRADA Y SUBASTAS)**

Existen dos condiciones generales bajo las cuales un generador puede hacerse beneficiario del cargo por confiabilidad. La primera produce un aporte al crecimiento del parque generador mediante la entrada de nueva capacidad instalada, mientras que la otra busca comprometer la energía de aquellos agentes que ya se encuentran operando en el sistema. Es por esta razón que el mecanismo de asignación de OEF no es uno solo. Cuando la CREG determina que es necesario que se expanda la capacidad instalada en el sistema, convoca entonces a subastas; cuando no, simplemente reparte las OEF entre las plantas existentes que se encuentren operando, lo que se conoce como asignación administrada.

Antes de entrar a explicar en detalle las particularidades de cada uno de los mecanismos de asignación de OEF, es importante tener claro el concepto de Periodo de Planeación, el cual está compuesto por el tiempo que transcurre entre la realización de la subasta de asignación de OEF y su entrada en vigencia. El momento en que se realiza la subasta se conoce como (t), mientras que la entrada en vigencia de las OEF se da en el momento (p). El valor de (p), por regulación, es definido por la misma CREG<sup>19</sup>, que de acuerdo con información tomada de su página web, es de 3 años contados a partir de la fecha en que se realizó la subasta:

---

<sup>18</sup> Artículo 18, Resolución CREG 071 de 2006. Oportunidad para llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces. Durante el primer semestre de cada año la CREG verificará si la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación es mayor o igual a la Demanda Objetivo calculada para el año que inicia el 1º de diciembre del año  $t+p$ , de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 de esta resolución.

La CREG fijará, mediante resolución, la oportunidad en que el ASIC debe llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse durante los Períodos de Precalificación y de Planeación de la Subasta, o las fechas máximas de ejecución de las actividades asociadas al mecanismo de asignación, según sea el caso.

<sup>19</sup> Artículo 19, Resolución CREG 071 de 2006. Artículo 19. Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-101 de 2007. Período de Planeación. Para una Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces,

*“La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subasta dinámica. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG. Esta subasta se llevará a cabo tres años antes de requerirse la energía firme”<sup>20</sup> (Subrayado fuera del texto original)*

Las OEF entran en su periodo de vigencia<sup>21</sup> una vez transcurrido el periodo de planeación (t+p). Durante este periodo es que las plantas adjudicadas con OEF reciben una remuneración fija por las garantías prestadas al sistema. Por otra parte, las plantas de generación tienen periodos de vigencia distintos dependiendo de su clasificación:

*“**Período de Vigencia de la Obligación.** El Período de Vigencia de la Obligación para el caso de las plantas y/o unidades de generación existentes será de un año, que inicia el día siguiente a la fecha en que finaliza el Período de Planeación.*

*Para plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales y existentes con obras el propietario, o quien las representa comercialmente, elegirá el Período de Vigencia de la Obligación para ese recurso en particular, que podrá ser entre uno y veinte (20) años para las nuevas, entre uno y diez (10) años para las especiales y entre uno y cinco (5) años para las existentes con obras, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación en el Período de Transición, de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, por medio del cual se asignó la Obligación de Energía Firme. Una vez elegido este período, no podrá ser modificado.”<sup>22</sup>*

Se observa que el periodo de vigencia máximo para las plantas nuevas es de 20 años, configurándose el mayor de todos, lo que adquiere sentido al entendido que uno de los objetivos de esta regulación es servir como señal de expansión de largo plazo del parque generador. Por otro lado, el menor periodo de vigencia es el otorgado a las plantas existentes, toda vez que éstas no aportan al sistema capacidad instalada nueva, lo que por ende implica que la confiabilidad no se ve mejorada como consecuencia de la adjudicación de la obligación.

Tal como se puede corroborar en el artículo 18 de la Resolución 071 de 2006, es la CREG quien mediante resolución debe fijar el momento en que se debe convocar una subasta o el mecanismo de asignación de OEF que haga sus veces. En el artículo 25 de esta resolución, se expresa que en la ocasión que la CREG decida que no es el momento para subastar OEF, entonces, las mismas serán asignadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (en adelante “ASIC”) a prorrata de la ENFICC de todos y cada uno de los

---

que se realice en el año t, el Período de Planeación finalizará el treinta (30) de noviembre del año t+p. El valor de p será el que defina la CREG.

<sup>20</sup> <http://www.creg.gov.co> Fecha de consulta: 15 de mayo de 2017.

<sup>21</sup> Artículo 1, Resolución CREG 071 de 2006. Definiciones. Período de Vigencia: Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.

<sup>22</sup> Artículo 5, Resolución CREG 071 de 2006

generadores que se encuentran operando en el sistema en dicho momento, lo que se conoce como de asignación administrada:

*“Para los años que la CREG determine que no se requiere la realización de una Subasta, las **Obligaciones de Energía Firme serán asignadas por el ASIC a cada uno de los generadores a prorrata de su ENFICC** de tal manera que se cubra la Demanda Objetivo descontando las Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachas Centralmente con contratos. Para tal efecto se utilizará la declaración de ENFICC más reciente hecha por cada agente generador.”*

Bajo este escenario, dada la capacidad instalada vigente, la CREG considera que no hay necesidad de involucrar nuevos actores en el mercado para mantener la confiabilidad del sistema, en consecuencia, asigna las OEF necesarias para que se cubra la demanda objetivo, las cuales pueden ser cubiertas, sin problema, por los activos con los que cuenta el país. Las OEF otorgadas bajo este escenario tendrán como periodo de vigencia un año, ya que le son asignadas a plantas existentes

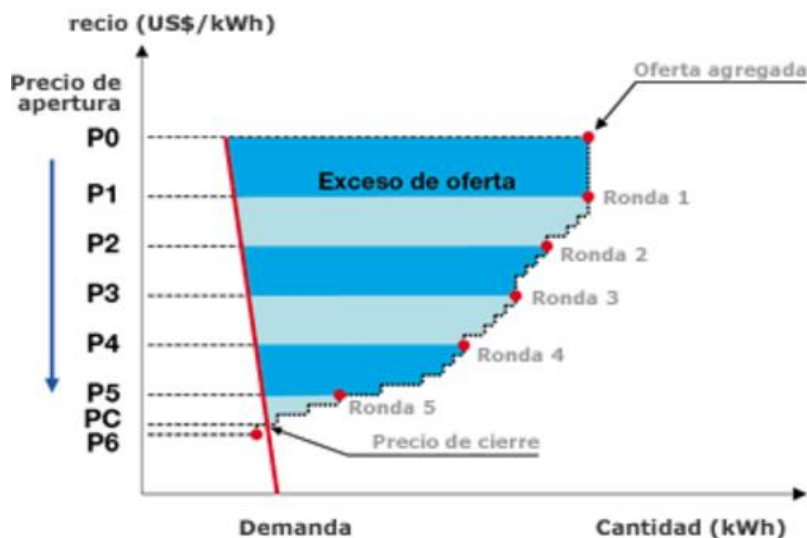
Otro escenario, se da en el momento en que la CREG toma la decisión de realizar una subasta para cubrir los requerimientos futuros de energía del sistema; la misma se encuentra fundada en el hecho que la capacidad instalada en el país, al ser contrastada con la demanda objetivo estimada por la UPME, resulta insuficiente para garantizar la provisión de energía en momentos de hidrología crítica, así las cosas, se realizan las subastas con el fin de expandir la potencia instalada, estas pueden ser de dos tipos, simples o GPPS.

Para la asignación de OEF, bajo el esquema de subasta simple, se realiza una subasta holandesa o de reloj descendente, la cual consiste en que la CREG fija un precio de entrada a la subasta<sup>23</sup> y un precio de cierre de la primera ronda de la misma; luego, teniendo en cuenta estos precios, los generadores e inversionistas deben ofertar la cantidad de energía que están dispuestos a comprometer, configurándose de esta manera la primera ronda de la subasta al generarse la primera oferta agregada; acto seguido, y teniendo como referencia el exceso de oferta que se presentó dado el precio de cierre de la primera ronda, la CREG dispone un nuevo precio de cierre para la segunda ronda, el cual por supuesto es inferior al de la primera; en consecuencia, se configura un nuevo exceso de oferta, claro está, inferior al que se dio en la primera ronda, así sucesivamente, vuelve a fijar un nuevo precio de cierre para la tercera ronda, inferior al de la segunda, lo que conlleva a un exceso de oferta cada vez menor. Cuando deja de existir exceso de oferta, es decir, cuando la demanda agregada iguala la oferta agregada, se cierra la subasta al precio que se haya logrado una vez culminada la dinámica descrita. A dicho precio se remunerarán las OEF.

---

<sup>23</sup> “El subastador abre la subasta a un precio igual a dos veces el Costo del Entrante, valor calculado por la CREG y ya conocido por los agentes. Además calcula y anuncia el mínimo precio al cual cerrará la primera ronda de la subasta.” [http://www.creg.gov.co/exc/secciones/subasta\\_asignacion/descripcion.htm](http://www.creg.gov.co/exc/secciones/subasta_asignacion/descripcion.htm) Fecha de consulta: 20 de mayo de 2017.

**Gráfico No. 7**  
**Subasta simple de reloj descendente u holandesa**



**Fuente:** [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta\\_asignacion/descripcion.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/descripcion.htm)

Fecha de consulta: 20 de mayo de 2017.

El procedimiento se explica en el gráfico anterior, en donde la línea roja representa la proyección de demanda del sistema y la remuneración cierra en el punto donde se interceptan la oferta y la demanda agregada.

Las asignaciones de OEF producto de una subasta simple, están diseñadas, de acuerdo con la definición planteada por la CREG, para que entren en vigencia una vez se culmine el periodo de planeación, es decir, tres años después del día en que se realizó la subasta. Aquellos generadores o inversionistas que deseen adquirir OEF no obstante sus proyectos entran en operación pasado este periodo, deben acudir a otra opción estipulada en la regulación llamada subasta GPPS.

La CREG tuvo en cuenta la posibilidad de que algunas plantas nuevas necesitaran periodos de vigencia que iniciaran más allá de los tres años que comprenden el periodo de planeación, pues es entendible que proyectos de gran envergadura no estén en la capacidad de garantizar firmeza en el suministro de energía en ese lapso de tiempo, en consecuencia, creo un espacio para que pudieran asegurarse cargo por confiabilidad mucho antes de que empezaran a operar, con el objetivo de disminuir la incertidumbre sobre los ingresos futuros de estos inversionistas, de tal forma que se logre impulsar el crecimiento del parque generador. Sobre este punto la CREG señala lo siguiente:

*“Para reducir la incertidumbre en los ingresos de aquellos proyectos cuya construcción supera los tres años del Período de Planeación, la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo condiciones especiales, durante las subastas que ocurren siete, seis y cinco años antes de que la*

*energía firme del proyecto esté disponible.”<sup>24</sup>*

De esta forma el inversionista puede adquirir OEF cuyo periodo de vigencia comienza hasta diez años después del momento (t) en que se llevó a cabo la subasta simple. Este mecanismo se impone en la regulación mediante el artículo 31 de la Resolución CREG 071 de 2006:

*“Artículo 31. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-101 de 2007. Participación en la subasta con plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la Subasta. Quienes desarrollen plantas o unidades de generación con periodos de construcción superiores al Período de Planeación de las obligaciones de Energía Firme que se subastan en el año t pero inferiores o iguales a diez (10) años (en adelante GPPS), podrán optar por recibir asignaciones de Obligaciones de Energía Firme hasta diez (10) años antes del inicio del Período de Vigencia de las mismas, de conformidad con el procedimiento establecido en el Anexo 11 de esta Resolución.”*

El proceso para asignar OEF mediante subasta GPPS comienza en el momento en que se da la subasta simple. Una vez obtenido el precio de cierre de dicha subasta, se obtiene el precio máximo<sup>25</sup> al que serán asignadas las OEF para las plantas GPPS. Aquellos generadores o inversionistas que tengan plantas que esperen estar operando entre 4 y 7 años después de iniciado el periodo de vigencia de la subasta simple inmediatamente anterior, tendrán la posibilidad de acceder a estas asignaciones. Esto, teniéndose en cuenta los requerimientos de crecimiento de la capacidad instalada del país que se calculan en referencia de la demanda objetivo, al respecto, la regulación establece lo siguiente:

*“El ASIC determinará el incremento anual de demanda esperado para cada uno de los años del período comprendido entre el año  $t+p+1$  y el año  $t+10$ . Los valores de la demanda corresponderán a los que haya establecido la CREG como demanda objetivo.”<sup>26</sup>*

Por otra parte, para ser adjudicado con OEF mediante subasta GPPS, se tendrá en cuenta si la planta que desea acceder al beneficio cuenta con antiguas<sup>27</sup> OEF asignadas mediante este

---

<sup>24</sup> [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta\\_asignacion/generalidades.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/generalidades.htm) Fecha de consulta: 25 de mayo de 2017.

<sup>25</sup> Numeral 1. Anexo 11. Resolución CREG 071 de 2006. Una vez conocido el precio de cierre de la subasta realizada en el año t, para obligaciones que inician el 1 de diciembre del año t+p, se procederá de la siguiente forma:

a. El ASIC anunciará el Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad a considerar para las GPPS (en adelante PMGPPS). Este precio será igual al aplicable a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en dicha Subasta y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas, siempre que la subasta no sea calificada como especial. Cuando la subasta sea calificada como caso especial el PMGPPS será igual al aplicable a los generadores existentes, como resultado de dicha Subasta.

<sup>26</sup> Literal e. Numeral 1. Anexo 11. Resolución CREG 071 de 2006.

<sup>27</sup> Literal g. Numeral 1. Anexo 11. Resolución CREG 071 de 2006. EL ASIC realizará la asignación de obligaciones de energía firme para generadores que las respaldan con GPPS en un proceso iterativo que inicia con las GPPS que ya tienen Obligaciones de Energía Firme Asignadas.

mecanismo. Aquellas plantas que cuenten con dicha antigüedad tendrán prioridad a la hora de ser adjudicadas, es decir, que si un generador tiene una planta que se ganó unas OEF durante la subasta GPPS anterior a la última subasta de este tipo, entonces esta planta entra en un sitio privilegiado y será asignada antes que las demás a un precio máximo que no puede exceder el precio de cierre de la última subasta simple.

Aquellas plantas que cuenten con la misma antigüedad de OEF asignadas mediante subastas GPPS, entrarán a pertenecer a un mismo grupo. En este caso, deberán competir por las OEF mediante subasta de sobre cerrado<sup>28</sup>, saliendo adjudicados aquellos agentes que oferten el precio más bajo.

### **2.3.OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME ASIGNADAS A GENERADORES MEDIANTE SUBASTAS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD HASTA ANTES DE LA CRISIS ENERGÉTICA 2015-2016**

De acuerdo con información proveniente de la página web del administrador del sistema eléctrico colombiano, XM S.A. E.S.P (en adelante “XM”), en Colombia, hasta el año 2016, el último relevante para efectos de este trabajo, se habían dado cuatro subastas de OEF, dos simples y dos GPPS.

La primera subasta simple tuvo lugar el 7 de mayo de 2008, lo cual indica que el periodo de vigencia de las OEF asignadas mediante ese procedimiento inició en diciembre de 2012. Cabe recordar que existen distintos periodos de vigencia dependiendo del tipo de planta que las adquiera, los mismos van desde un año para las existentes, hasta veinte años para las nuevas. De este procedimiento se arrojaron los resultados ilustrados a continuación:

**Tabla No. 2**  
**Primera subasta de asignación de OEF**

<b>Tipo de planta</b>	<b>No.</b>
Especiales (ES - EODS) - Parte Existente	1
Especiales (ES - EODS) - Parte Existente (TCD1 y TCD2)	1
Existente con obras (ECO - EEOAS)	1
Existentes (EX)	43
Nuevas (N)	3
<b>Total general</b>	<b>49</b>

Fuente: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/primera-subasta-energia-firme.aspx>

Fecha de consulta: 10 de junio de 2017

---

<sup>28</sup> Anexo 12. Definiciones. Resolución CREG 071 de 2006. **Subasta de Sobre Cerrado para Participantes con GPPS:** Mecanismo de negociación para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a los agentes o personas jurídicas que representen GPPS a través del cual cada uno de los agentes participan presentando una Oferta en Sobre Cerrado para la asignación de Obligaciones de Energía Firme que serán determinadas por el ASIC de acuerdo a los criterios definidos en esta Resolución.

En esta subasta se asignaron OEF a 49 plantas, de las cuales solo 3 eran proyectos nuevos. Las plantas nuevas a ingresar, de acuerdo con esta subasta, fueron GECELCA 3, de GECELCA S.A. E.S.P. (en adelante, “GECELCA”); TERMOCOL, del GRUPO POLIOBRAS S.A., y AMOYÁ, de ISAGEN S.A. E.S.P. (en adelante “ISAGEN”). Sin embargo, la planta TERMOCOL incumplió el cronograma acordado con el regulador y se le cancelaron las OEF que le habían sido asignadas<sup>29</sup>.

Las plantas que finalmente lograron mantener sus OEF fueron GECELCA 3 y AMOYÁ. La primera cuenta con 164 MW de potencia y utiliza carbón para generar; la segunda es una hidráulica con una capacidad instalada de 80 MW. Ninguna de las plantas que salieron beneficiadas con las OEF en esta subasta basan su generación a partir de FNCER.

La segunda subasta simple se llevó a cabo el 28 de diciembre del año 2011, lo cual indica que el periodo de vigencia de las OEF asignadas mediante este proceso inició en diciembre de 2015. De este último se arrojaron los resultados a ilustrarse a continuación:

**Tabla No. 3**  
**Primera subasta de asignación de OEF**

Tipo de planta	No.
Existentes (EX)	46
Nuevas (N)	5
<b>Total general</b>	<b>51</b>

Fuente: [http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/OEF\\_Assignada\\_Subasta.pdf](http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/OEF_Assignada_Subasta.pdf) Fecha de consulta: 10 de junio de 2017.

En esta subasta se asignaron OEF a 51 plantas, 5 de las cuales eran nuevas y el resto existentes. Las plantas nuevas a ingresar fueron AMBEIMA, de EMPRESA DE ENERGÍA DE LOS ANDES S.A.S. E.S.P.; GECELCA 32, de GECELCA; CARLOS LLERAS RESTREPO, de HIDROELÉCTRICA ALTO PORCE; SAN MIGUEL, de LA CASCADA S.A. E.S.P.; y, TASAJERO II, de TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.

De los 5 proyectos nuevos que lograron OEF, 3 son térmicos y 2 hidráulicos, los mismos cuentan con las siguientes capacidades instaladas:

- Proyecto Hidroeléctrico del Río Ambeima, en el Tolima, con 45 megavatios.
- La Central Hidroeléctrica “Carlos Lleras Restrepo”, en Antioquia, 75 megavatios.
- La Central Hidroeléctrica de San Miguel, Antioquia, 42 megavatios.
- Gecelca 3-2, con 250 megavatios, en Puerto Libertador (Córdoba). Es una térmica a base de carbón.

<sup>29</sup> “Generadores térmicos de energía encendieron las alarmas al Gobierno y a los organismos de control por las actuaciones de la firma Poliobras S.A. ESP, que en el 2008 fue adjudicataria del proyecto de generación térmica Termocol, en una subasta de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), central que debía entrar en operación en diciembre del 2013, pero que no alcanzará a estar para esa fecha.” Fuente: <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/alertan-incumplimiento-proyecto-central-termocol-89740> Fecha de consulta: 10 de junio de 2017

*- Tasajero 2, en Norte de Santander, por 160 megavatios. Térmica a carbón, con inversión chilena.*<sup>30</sup>

En total, en el marco de esta segunda subasta, se adjudicaron OEF a proyectos que instalaron en el sistema eléctrico nacional 572 MW de potencia adicionales, cuya vigencia de OEF comenzó en diciembre del año 2015. Como dato importante vale la pena resaltar que ninguno de los proyectos a los que se le adjudicaron OEF utiliza como insumo FNCER.

Para tener una visión de qué tan grande es el impacto de los 816 MW de potencia que entraron al sistema producto de las subastas simples analizadas anteriormente, es necesario tener como referencia el total de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional.

De acuerdo con la información de la UPME referida anteriormente, el Sistema Interconectado Nacional (en adelante “SIN”), contaba a marzo de 2018, con una capacidad instalada de 16.853 MW de potencia. La potencia que se instaló producto de las dos subastas simples de OEF realizadas hasta esa fecha aportó el 5% del parque generador existente, lo cual refleja que el cargo por confiabilidad en efecto sí ha servido como señal de expansión de este último.

Por otro lado, llama la atención que ninguno de los recursos nuevos que ingresaron al sistema financiados por medio del cargo por confiabilidad, asignado en las dos primeras subastas simples, utilizan como insumo FNCER. En consecuencia, de los hechos constatados a través del análisis de los resultados de las subastas de OEF, se puede entender que el esquema ayudó efectivamente a aumentar la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional, sin embargo, no logró diversificar las tecnologías que lo componen.

Teniendo en cuenta que solo el 1% de los generadores que operaban en el SIN, a marzo de 2018, utilizaban como insumo FNCER, esto refuerza el punto sobre el que hemos hecho hincapié: los incentivos creados para expandir el parque generador colombiano han sido insuficientes para aportar una adecuada diversificación de tecnologías dentro del mismo, por lo menos hasta la llegada de la crisis energética 2015-2016, lo cual expuso la confiabilidad del sistema a un riesgo más alto teniendo en cuenta que la operación de los generadores dependía de la disponibilidad de un grupo de insumos poco diferenciado.

En esta misma línea, hay que tener en cuenta que aun cuando el mercado eléctrico colombiano es libre y no existe necesidad de hacerse a OEF para poder montar una planta de generación con FNCER, este tipo de desarrollos tienen unos condicionamientos financieros que los hacen especiales, dado que es un reto para ellos conseguir acceso a ingresos seguros pues son recursos de generación intermitente, por esta razón, resultan poco confiables y presentan mayores dificultades para obtener financiamiento en la banca.

En el caso de las GPPS, de la primera subasta realizada en 2008, obtuvieron OEF las plantas: PORCE IV y PESCADERO-ITUANGO, de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN (en adelante “EPM”); SOGAMOSO y MIEL II, de ISAGEN; CUCUANA, de EMPRESA DE

---

<sup>30</sup> <https://www.eluniversal.com.co/economica/garantizan-energia-para-el-2016-59052-HVEU140373> Fecha de consulta: 15 de junio de 2017.



ENERGÍA DEL PACÍFICO (en adelante “EPSA”); y, EL QUIMBO, de EMGESA S.A. E.S.P.

La segunda subasta GPPS realizada en enero de 2012, arrojó los siguientes resultados: a PESCADERO-ITUANGO y SOGAMOSO, se les asignaron OEF primero, dado que tenían antiguas que les fueron otorgadas en la primera GPPS, lo que les daba prioridad; también salieron adjudicados TERMONORTE, de TERMONORTE S.A. E.S.P.; y, PORVENIR II, de PRODUCCIÓN DE ENERGÍA S.A.S.

Todos los proyectos que se hicieron a OEF mediante estas subastas son hidráulicos a excepción de TERMOCOL, que será una planta térmica.

Con fundamento en lo anterior, es correcto afirmar que este mecanismo de subastas GPPS ayudó a mejorar la confiabilidad del sistema, pues ha impulsado la entrada de varias plantas de generación.

De la revisión de los resultados tanto de las subastas simples como de las GPPS, se evidencia que ninguno de los recursos que salieron adjudicados con OEF, hasta el año 2016, con el fin de expandir el parque generador del país, basa su generación a partir de la utilización de FNCER, lo que nos da a entender que es posible que el esquema de adjudicación de OEF para el cargo por confiabilidad careciera, antes de ese momento, de los incentivos necesarios para lograr una adecuada y mayor diversificación de las plantas generadoras, en relación con la tecnología que utilizan para generar.

De hecho, el esquema inicial planteado en la Resolución CREG 071 de 2006, excluía de facto en la asignación de OEF por medio del mecanismo de subastas a las plantas que funcionan a partir de FNCER (por ejemplo, eólicas, fotovoltaicas, etc.), dado que el artículo 20 de dicha norma establece que solo pueden acceder al cargo por confiabilidad por medio de las subastas esbozadas en la regulación aquellas plantas que cuenten con la medición de su ENFICC, a saber:

*“Artículo 20. Agentes habilitados para participar en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces. Únicamente podrán participar en la Subasta, o en el mecanismo de asignación que haga sus veces, aquellos agentes propietarios o que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación **a las cuales se les haya determinado la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, de acuerdo con la metodología establecida en el Capítulo IV de esta resolución** (...)”<sup>31</sup>. (Subrayado fuera de texto)*

De acuerdo con lo establecido en la primera versión del capítulo 4 de la Resolución CREG 071 de 2006<sup>32</sup>, solo existía metodología para calcular la ENFICC de tres tipos de plantas: hidráulicas, térmicas y plantas no despachadas centralmente; es decir, que en el momento en

---

<sup>31</sup> Artículo 20, Resolución CREG 071 de 2006.

<sup>32</sup> Artículos 35, 36 y 37 Resolución CREG 071 de 2006.

que se expidió la norma solo aquellas plantas que funcionaran a partir de FNCER térmicas, podrían participar en las subastas del cargo por confiabilidad.

Entendido esto, la única forma por la cual podía obtener OEF una planta que funciona a partir de FNCER y que no utiliza fuentes térmicas para generar, como por ejemplo, las solares y eólicas, es siendo una planta no despachada centralmente, tal como se puede corroborar en el artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006:

*“Artículo 56. Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-079 de 2006. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente. **Todos aquellos generadores no despachados centralmente** que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la regulación vigente, deberán producir diariamente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.”<sup>33</sup>(Subrayado fuera de texto)*

Lo anterior, por su parte, estimulaba la entrada de recursos que generan a partir de fuentes renovables no convencionales, otorgándoles cargo por confiabilidad, sin embargo, esto solo era posible con las plantas con capacidad de generación inferior a los 20 MW, lo que no le daba mayor impulso a la capacidad instalada de este tipo de generadores, en comparación con los incentivos dados para el crecimiento de las energías convencionales.

El método para calcular la ENFICC de las FNCER, diferentes a las térmicas, fue inexistente en la regulación hasta la llegada de la Resolución CREG 148 de 2011 que fue expedida el 21 de octubre de ese año y estableció la metodología para calcular la ENFICC de las eólicas, habilitándolas para participar en las subastas del cargo por confiabilidad, no obstante, esta resolución fue expedida apenas dos meses antes de la última subasta en la que se asignaron OEF en enero del año 2012. Con las resoluciones CREG 132 de 2014 y 243 de 2016 se habilitaron para participar en las subastas de las OEF las plantas geotérmicas y solares respectivamente. Debido a lo anterior, en las próximas subastas, este tipo de proyectos podrán participar.

Es importante tener en cuenta que la Ley 1715 de 2014 que estableció un paquete de incentivos para disminuir la carga para financiar estos proyectos con FNCER fue expedida posteriormente a la última subaste de OEF que se dio antes de la crisis energética 2015-2016.

El mecanismo descrito en este capítulo, fue el precursor de todas las asignaciones de OEF de las que se podía dar fe hasta la llegada del periodo de crisis entre los años 2015-2016, por lo tanto, sería el responsable de la distribución de estas entre los distintos recursos que operan en el país, como también, de que el parque generador no se haya diversificado en cuanto a los insumos con los que opera, tal como pudimos corroborar al comprobar que menos del 1% de los generadores que ejercen su actividad en Colombia funcionan utilizando FNCER.

---

<sup>33</sup> Artículo 56, Resolución CREG 071 de 2006.

A continuación, se hará un recuento de los hechos que llevaron al sistema eléctrico nacional a entrar en crisis durante el tiempo en el que transcurrió el fenómeno El Niño.

## CAPÍTULO III.

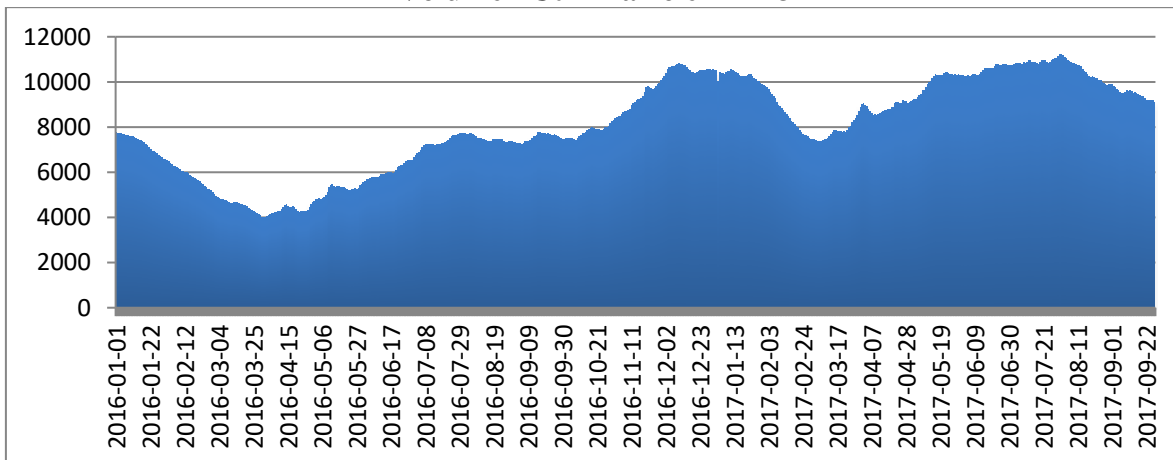
### 3. ANÁLISIS DE LA CRISIS ENERGÉTICA OCASIONADA POR EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016 Y SUS EFECTOS SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO

#### 3.1. CRISIS ENERGÉTICA OCASIONADA POR EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016

El fenómeno El Niño, que comenzó en mayo de 2015 y se prolongó por 15 meses, fue, según el IDEAM<sup>34</sup>, uno de los más agresivos en la historia del planeta, solo superado por el ocurrido en 1998. La llegada de este fenómeno trajo como consecuencia una fuerte sequía que afectó diversos sectores de la economía nacional, produciendo grandes pérdidas económicas.

El Sector Eléctrico, por supuesto, no permaneció ajeno a los embates del fenómeno natural, la sequía, producto del mismo, ocasionó la disminución de los embalses de los principales generadores del país, colocando en aprietos la confiabilidad del SIN al pulverizar sus reservas hidrológicas, y por ende su principal fuente de energía.

**Gráfico No.8**  
**Volumen Útil Diario en mm3**



Fuente: Cálculos propios utilizando bases de datos del Portal BI de XM.

<http://informacioninteligente10.xm.com.co>

Una muestra de los alcances de la sequía que produjo el fenómeno El Niño, durante el periodo descrito, se exhibe en el gráfico anterior. Es evidente, que el volumen útil diario<sup>35</sup> de los embalses en abril de 2016 se encontraba muy por debajo de lo observado en septiembre de

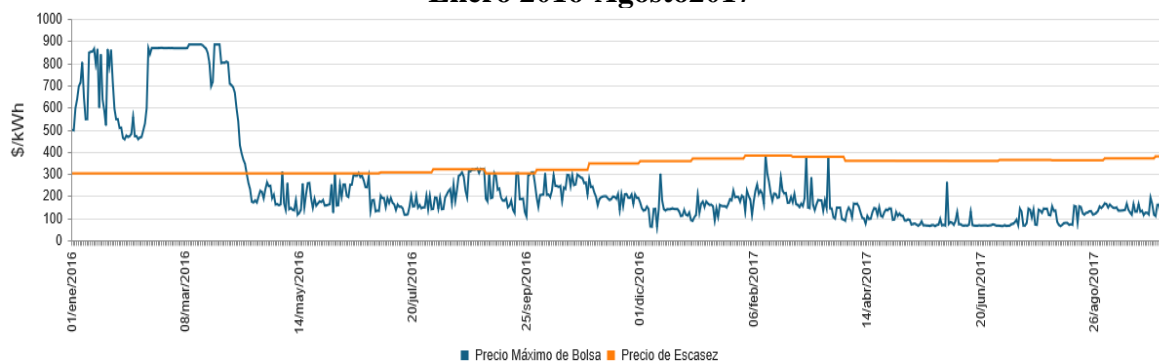
<sup>34</sup> “De acuerdo con el Ideam, este Niño fue uno de los dos más fuertes en la historia. El que hasta ahora ha tenido mayor magnitud es el de 1998.” Fuente: <http://www.portafolio.co> Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

<sup>35</sup> “Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes. En % corresponde a la relación entre el Volumen Útil Diario y la Capacidad Útil del Embalse.” Fuente: <http://informacioninteligente10.xm.com.co> Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

2017, fecha en la que ya se encontraban completamente recuperados después de culminado el evento climatológico. Como punto a resaltar, encontramos que los embalses alcanzaron a estar a la mitad de su nivel promedio, lo que explica la apretada situación que vivió el SIN durante los momentos más críticos atribuibles a la sequía.

No obstante, el fenómeno El Niño si mermó las fuentes hidrológicas poniendo en aprietos al sistema, sería poco acertado decir que la crisis energética se produjo únicamente por ese acontecimiento, toda vez que, en respuesta a la disminución de la hidrología, el 20 de septiembre de 2015, el precio de bolsa superó el precio de escasez<sup>36</sup> y por ende se activaron las OEF del cargo por confiabilidad, por lo tanto, los generadores que fueran titulares de estas obligaciones debían producir las cantidades de energía que comprometieron en contraprestación del pago de este cargo, lo que significa que la responsabilidad de cumplir con los compromisos adquiridos y de abastecer la demanda del sistema recaía sobre estos.

**Gráfico No. 9**  
**Precio de bolsa Vs. Precio de Escasez**  
**Enero 2016-Agosto 2017**



Fuente: <http://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>  
 Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

Por otra parte, según el esquema del cargo por confiabilidad, las OEF son asignables a todo tipo de generadores sin importar su tecnología, es por esto que tanto generadores Hidráulicos como Térmicos las tienen. La situación que se dio en el fenómeno El Niño pasado se debió, en parte, a que algunos Térmicos no fueron capaces de cumplir con sus OEF, lo que colocó en una posición complicada a los Hidráulicos que se vieron en la obligación de cubrir sus propias OEF y de apoyar al sistema generando la energía que los Térmicos, a pesar de ser activos de respaldo, no habían podido aportar, esto a su vez produjo un mayor deterioro de los embalses pues los Hidráulicos estaban entregando al sistema más energía de la que estaban obligados. Respecto de las OEF que incumplieron los Térmicos, la ANIF señala lo siguiente:

*“El “Cargo por Confiabilidad” fue adoptado en 2006 (reemplazando el anterior “Cargo por Capacidad”). La idea era garantizar la consecución de energía en*

<sup>36</sup> El administrador del mercado eléctrico XM S.A., informó que desde el día 20 de septiembre de 2015 el precio de Bolsa del Predespacho Ideal supero el Precio de Escasez del mes de septiembre que se encuentra en 327.67 \$/kWh. Fuente: <http://energyadvisors.com.co> Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

*momentos de crisis con ingresos fijos para las plantas térmicas. Ello se tradujo en el giro de recursos por **US\$7.800 millones durante 2007-2015**. Si bien dichos dineros permitieron que la capacidad de las térmicas conservara una participación cercana al 32% dentro del total, la crisis financiera que argumentan algunas termoeléctricas sugiere problemas de insumos y costos. Por ejemplo, las centrales Termocandelaria y Termovalle suspendieron operaciones hacia finales de 2015, después de haber recibido cerca de US\$330 millones del “Cargo por Confiabilidad”.*”<sup>37</sup>(Subrayado fuera de texto)

De acuerdo con lo anterior, la falla que experimentó el esquema del cargo por confiabilidad, que llevó al país al borde del racionamiento energético, estuvo relacionada con que algunos Térmicos no fueron capaces de cumplir con sus OEF, principalmente, por dos razones: i) no contaban con los insumos necesarios para generar, lo cual impedía que pudieran cumplir con las obligaciones previamente adquiridas; y ii) el Precio de Escasez al cual se les remuneraría la generación por concepto de OEF no alcanzaba para cubrir sus costos, por lo que eran inviables financieramente.

Aspectos, tales como el cierre de la frontera con Venezuela, que casualmente ocurrió en plena crisis energética ocasionada por el fenómeno El Niño, ayudaron a pronunciar la escasez de combustibles líquidos para la generación térmica en el país, debido a que, como es bien sabido, existe un problema de contrabando de combustibles desde Venezuela a Colombia, ocasionado por los incentivos inapropiados que devienen del gran diferencial entre los precios de la gasolina del país vecino en comparación con los que encontramos en el nuestro. Aunque, es improbable que la gasolina proveniente del contrabando terminara en una planta de generación térmica, la disminución de la oferta del producto importado de manera ilegal aumenta la demanda por el producto nacional en todos los demás sectores, mermándose así la cantidad del mismo en el mercado y por ende su asequibilidad.

Otro factor importante, de hecho, el de mayor relevancia, que tuvo incidencia sobre la crisis energética que vivimos durante el periodo 2015-2016, fue el decaimiento de la oferta de gas natural en Colombia, problema sobre diagnosticado por el regulador y que aún hoy es motivo de preocupación al proyectar el futuro del mercado de generación de energía eléctrica en el país.

Teniendo en cuenta la escasez de gas natural que se vive en Colombia<sup>38</sup>, producto de la declinación de los campos de producción, muchos de los generadores que funcionan con este

---

<sup>37</sup>Anif (2016). La crisis energética de Colombia 2015-2016. En: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Pg. 02 Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

<sup>38</sup> “La misma CREG añade que a esta situación, se le han sumado una serie de factores que la ha agudizado: la caída del precio de algunos derivados del petróleo se ha reflejado en una caída sustancial y acelerada del Precio de Escasez; el cierre de la frontera con la República Bolivariana de Venezuela ha puesto presión sobre la cadena logística de suministro de combustibles líquidos, elevando los costos de transporte asociados; **la cantidad disponible de gas natural para generación eléctrica ha disminuido a causa de la declinación de los campos de producción.** Tanto la coyuntura climática como los factores agravantes arriba mencionados, han afectado los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica y ponen en riesgo la disponibilidad de energía para abastecer la demanda en forma continua.” Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (2016). Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad. Pg. 42. En: <http://www.contraloria.gov.co/documents/20181/782041/2016+Informe+AE+Manejo+de+recursos+del+Carg>

combustible decidieron incorporar en sus plantas de generación una tecnología dual que permite que dichas máquinas tengan la posibilidad de generar tanto con gas natural como con combustibles líquidos, a primera vista una excelente opción para garantizar la confiabilidad de sus generadores, al contar con un insumo alternativo que le permite reducir el riesgo de incumplimiento ante la falta de alguno de los combustibles. A continuación, un listado de los generadores térmicos que cuentan con esta tecnología dual:

**Tabla No. 4**  
**Listado a 9 de septiembre de 2017 de plantas que funcionan con ACPM, gasolina, y combustible de avión**

Recurso	Propietario	Tipo de Generación	Combustible por defecto	Capacidad Efectiva Neta MW
BARRANQUILLA 3	TEBSA	TERMICA	GAS-COMBUSTÓLEO	64
BARRANQUILLA 4	TEBSA	TERMICA	GAS-COMBUSTÓLEO	63
CARTAGENA 1	EMGESA	TERMICA	GAS-COMBUSTÓLEO	61
CARTAGENA 2	EMGESA	TERMICA	GAS-COMBUSTÓLEO	60
CARTAGENA 3	EMGESA	TERMICA	GAS-COMBUSTÓLEO	66
FLORES 1	CELSIA	TERMICA	GAS-ACPM	160
FLORES 4B	CELSIA	TERMICA	GAS-ACPM	450
TERMOCANDELARIA 1	TERMOCANDELARIA	TERMICA	GAS-ACPM	157
TERMOCANDELARIA 2	TERMOCANDELARIA	TERMICA	GAS-ACPM	157
TERMOCENTRO CC	ISAGEN	TERMICA	GAS - JET-A1	264
TERMODORADA 1	EPM	TERMICA	GAS-JET-A1-ACPM	44
TERMOEMCALI 1	TERMOEMCALI	TERMICA	GAS-ACPM	213
TERMO SIERRAB	EPM	TERMICA	GAS-ACPM	364
TERMOVALLE 1	TERMOVALLE	TERMICA	GAS-ACPM	197
<b>Total</b>				2320

Fuente: Cálculos propios utilizando bases de datos del Portal BI de XM.

<http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>

No obstante los generadores listados anteriormente cuentan con un combustible alternativo al gas natural lo que les brinda una opción adicional para cubrir sus OEF ante la falta de este, la generación mediante los combustibles líquidos que utilizan como *back up* es bastante costosa, en relación con este hecho, los generadores que no cuenten con contratos de gas natural podrían cubrir sus OEF generando con combustibles líquidos, sin embargo, esta opción no es sostenible durante periodos largos de tiempo.

*“Para el director de la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), Alejandro Castañeda, es claro que las termoeléctricas que usan combustibles líquidos están trabajando a pérdida. “**Están concebidas para una coyuntura, no para operar a largo tiempo.**”<sup>39</sup> (Subrayado fuera del texto)*

Por otra parte, aunado a la falta de gas natural, se suma, como ya lo habíamos dicho, la escasez de combustibles líquidos, y lo prolongado del fenómeno El Niño. El sistema se

[o+por+Confiabilidad.pdf/8fd5cc08-809f-4351-9602-9d898eb6e38f?version=1.1](http://por+Confiabilidad.pdf/8fd5cc08-809f-4351-9602-9d898eb6e38f?version=1.1) . pg:06. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2017.

<sup>39</sup>Fuente: <http://www.eltiempo.com> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

encontraba en una verdadera encrucijada, que en el caso de TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. (en adelante “TERMOCANDELARIA”), único agente que se declaró indisponible para generar durante este periodo incumpliendo la totalidad de sus OEF, terminó en el colapso de la compañía. TERMOCANDELARIA acabó siendo intervenida el 20 de noviembre de 2015 mediante Resolución 20151300051845 de la Superintendencia de Servicios Públicos<sup>40</sup>, bajo el argumento de que se declararon indisponibles para generar cuando se les solicitó dieran cumplimiento a sus OEF.

***“En octubre y noviembre de 2015, luego de que el precio de la energía en bolsa superara el Precio de Escasez, Termocandelaria fue llamada a cumplir con las Obligaciones de Energía Firme que voluntariamente había aceptado. Sin embargo, la compañía incumplió con sus compromisos al declarar indisponible por 27 días la unidad de generación “Termocandelaria 1” y por 28 días la unidad de generación “Termocandelaria 2”. ”***<sup>41</sup> (Subrayado fuera del texto)

En línea con lo anterior, de todo el abanico de plantas de generación que presentamos en el listado contenido en la Tabla No. 4, la única que se vio en la necesidad de detener su operación porque no pudo seguirle cumpliendo al sistema fue TERMOCANDELARIA, por eso decimos que el único generador que dejó de hacer frente a sus obligaciones por falta de insumos o porque se rehusó a incurrir en las pérdidas económicas que se derivarían de adquirirlos, fue este, toda vez que las máquinas se encontraban en perfecto estado<sup>42</sup> para realizar su actividad productiva. Una vez fue intervenido por la Superintendencia de Servicios Públicos, puso las plantas a operar y a aportar energía al sistema utilizando fondos del Estado.

A pesar de que solo un agente del mercado puede señalarse que incumplió sus OEF porque no contaba con los insumos para generar, o en su defecto no podía adquirirlos porque eran muy costosos, podemos seguir diciendo que la falta de gas natural es el génesis del problema que resultó en la debacle del esquema propuesto por el cargo por confiabilidad, pues dicha ausencia, aunque no paraba la operación de las plantas que funcionan con dos combustibles, sí las sometía a que limitaran su generación a la utilización de insumos tales como el ACPM, el querosene, y el combustóleo, que reportan costos variables más altos para los generadores, tal como se puede corroborar en el siguiente gráfico.

### **Gráfico No. 10**

#### **Modelo de despacho central discriminado por tipo de tecnología teniendo en cuenta sus costos variables**

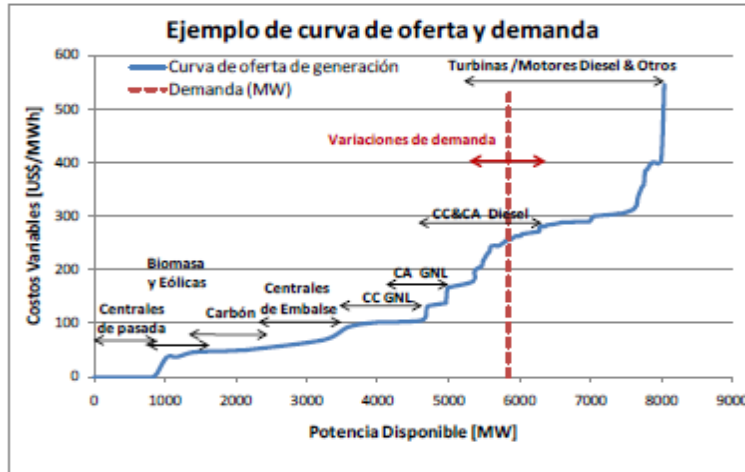
---

<sup>40</sup> “Termocandelaria, intervenida por la Superservicios el pasado 20 de noviembre, presentó un reporte de normalidad en su operación.”. Fuente: <http://www.noticiasrcn.com> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>41</sup>Fuente: <http://www.portafolio.co/economia/superservicios-multa-a-termocandelaria-503954> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>42</sup> “La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios anunció la apertura de una investigación a la empresa Termocandelaria S.A. E.S.P., por una presunta violación normativa al declararse indisponible, pese a tener apta la planta para generar energía.” Fuente: <http://www.rcnradio.com> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.





Fuente: <http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>

Fecha de consulta: 30 de noviembre de 2017

Algunas de las plantas que funcionan con combustible dual, que lograron sobrevivir, y consiguieron los combustibles líquidos para mantenerse en la arena junto a los demás generadores, no se vieron por ese simple hecho exentas de dificultades para seguir cumpliendo con sus OEF. Muchas solventaron su operación mediante la utilización de estos costosos combustibles lo que las colocó en aprietos financieros. Las plantas contaban con la capacidad física para generar, sin embargo, la remuneración que recibían en contraprestación no alcanzaba a cubrir sus costos variables.

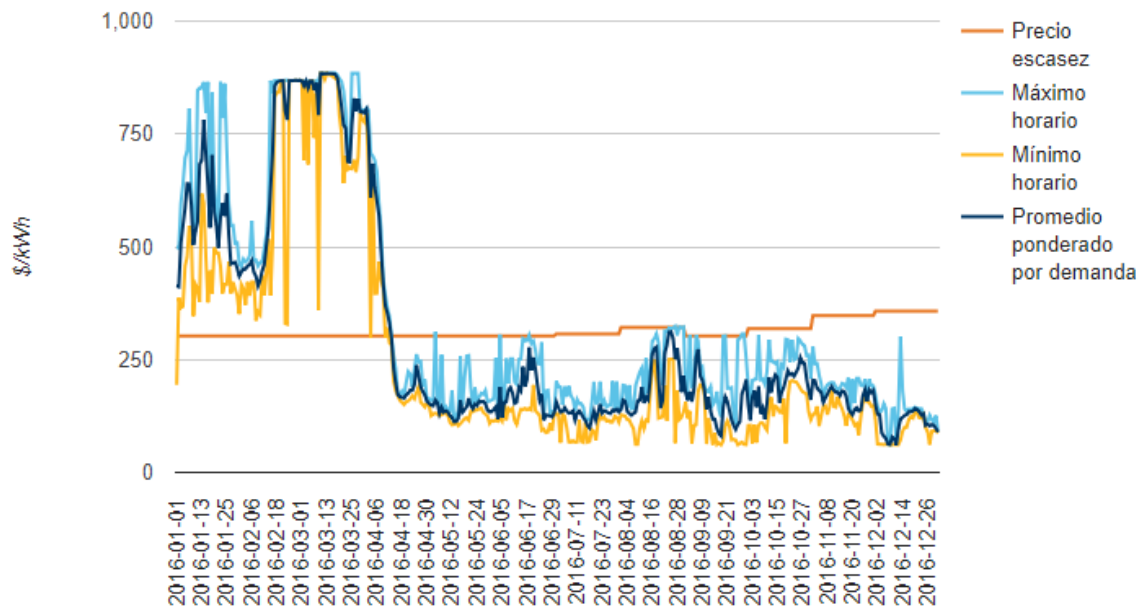
No obstante, existía un incentivo para que estas plantas siguieran cumpliendo con sus OEF aun cuando su operación era inviable en términos financieros, y esto se debe a que, quienes como consecuencia de este problema no cumplan con estas últimas, no se encuentran por ese simple hecho exentos de las mismas. Aquellas plantas que salieron despachadas<sup>43</sup> y no contaban con OEF, y aquellas otras que ya habían generado lo suficiente para cumplir con la obligación adquirida, y además habían aportado al sistema otro tanto adicional al que estaban obligadas, por regulación<sup>44</sup>, debían ser recompensadas por parte de las que incumplieron, al precio al que hubiere cerrado el mercado de corto plazo, que por esos días podía estar por el rango de los 800 pesos por Kwh, cuando su precio en condiciones normales ronda los 200 pesos por Kwh. Como consecuencia de lo anterior, las plantas que incumplieran sus OEF se iban a ver obligadas a pagar a quienes las cumplieran por ellos, un estimado de 800 pesos por

<sup>43</sup> Dícese de los agentes que generaron.

<sup>44</sup> “El precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad. Ahora bien, cuando esta energía es requerida, además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa.” Fuente: [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/remuneracion.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/remuneracion.htm) Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

Kwh. Los precios de bolsa que se dieron, antes y después de la crisis durante el año 2016, pueden corroborarse en el siguiente gráfico.

**Gráfico No. 11**  
**Precios de bolsa año 2016.**



Fuente: <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/5-1-Precio-de-bolsa.aspx>

Teniendo en cuenta que los costos de una planta que genera con ACPM están alrededor de los 700 pesos por Kwh<sup>45</sup>, al amparo de esas circunstancias, para los generadores era preferible producir a pérdida y cumplir con sus OEF a tener que pagar 800 pesos por Kwh a los agentes del mercado que cubrieran sus obligaciones. Por este motivo, muchas plantas, aun siendo inviables financieramente, continuaron generando y aportando al sistema tal como lo debían hacer, sin embargo, la presión sobre estas empresas era demasiado fuerte debido a que las pérdidas no eran sostenibles, aunado a esto, la generación de estas plantas en aprietos financieros se debía mantener a toda costa pues estaba en riesgo la sostenibilidad del sistema, estas condiciones particulares, pusieron contra las cuerdas a la CREG que se vio en la obligación de encontrar un solución que hiciera viables financieramente estos activos.

En respuesta a la coyuntura descrita, la CREG ideó un esquema de subsidios para este tipo de generadores, establecido mediante la expedición de la Resolución 178 del 27 de octubre

<sup>45</sup> “Según Luis Miguel Fernández, vocero de Termocandelaria, la remuneración de las plantas térmicas está mal planteada en la regulación, la cual está fijada con un combustible residual (Fuel Oil # 6) que no se puede utilizar por ninguna de las unidades de generación térmica en Colombia. “No es sostenible en ninguna parte del mundo producir un kilovatio con diésel que cueste \$733 y que por el mismo se paguen \$302. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), durante la reciente crisis de El Niño, tomó unas medidas que brindaron un alivio parcial a los generadores; sin embargo, para Termocandelaria estas no fueron suficientes”, dice.”

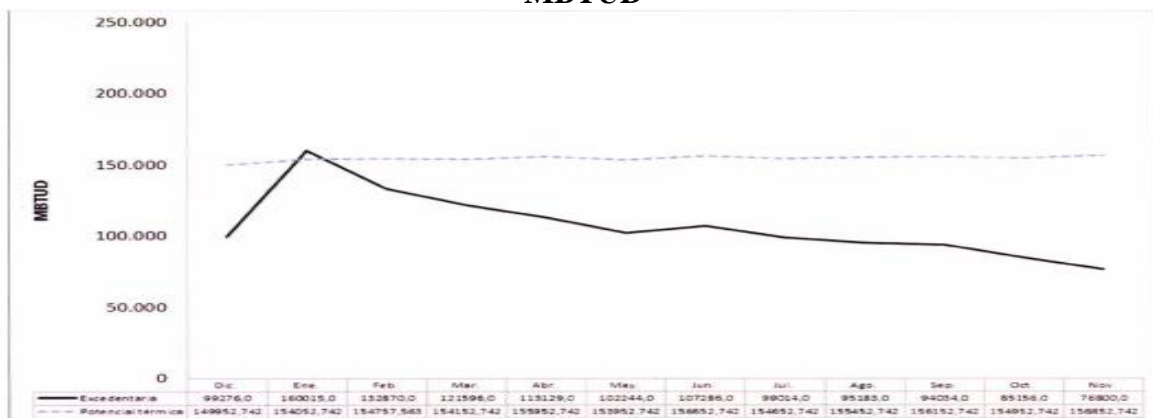
Fuente: <http://www.dinero.com/edicion-impres/pais/articulo/cuanto-nos-cuesta-salvar-termocandelaria/223545> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

de 2015, “por la cual se establecen medidas para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante la ocurrencia de situaciones extraordinarias que lo ponen en riesgo”. Vale la pena recalcar el hecho que tan solo pasado poco más de un mes de que se activaron las OEF, el regulador tuvo la necesidad de solucionarle el problema a las Térmicas que funcionan a partir de combustibles líquidos, lo que demuestra la importancia relativa de su operación para mantener en pie el sistema bajo la coyuntura descrita. En palabras del regulador:

*“(…) se ha considerado adecuado aprobar el esquema dispuesto en esta resolución, el cual comprende una opción para plantas que operan con combustibles líquidos para asegurar su operación durante la condición crítica.”<sup>46</sup>*

Por otra parte, es importante dejar claro que si la CREG se vio en la necesidad de expedir la resolución a la que estamos haciendo alusión, es porque los generadores a pesar de contar con la posibilidad de producir energía a partir del gas natural, no estaban en capacidad de hacerlo, y esto solo podía deberse a que no contaban con dicho combustible, toda vez que, como ya sabemos, producir energía con combustibles líquidos es más costoso.

**Gráfico No. 12**  
**Cantidades de excedentes de gas Vs. Potencial demanda de plantas térmicas en MBTUD**



Fuente: Documento CREG 120 de 2015, pg. 38.

De acuerdo con el gráfico No. 3, presentado por la CREG en el Documento 120 del 27 de octubre de 2015, donde la línea punteada representa la demanda potencial de gas natural de las plantas térmicas de la Costa Atlántica y la negra los excedentes disponibles de gas natural entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016, es evidente que la demanda potencial de los Térmicos por este combustible sobrepasa la disponibilidad del mismo durante el periodo abarcado. En relación con este hecho, aun cuando los Térmicos preferirían generar con gas natural de tal forma que sus costos fueran más eficientes, no todos tendrían la posibilidad de hacerlo, por lo tanto, era necesario viabilizar la operación de las plantas que funcionan con combustibles líquidos de tal manera que se pudiera cubrir la demanda del sistema. Al respecto la CREG señala:

<sup>46</sup> Resolución CREG 178 de 2015, pg. 2. Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

*“(…) si las cantidades de excedentes de gas en la Costa Atlántica se destinaran únicamente para la demanda térmica no serían suficientes para atender este potencial de demanda de las plantas térmicas. Este aspecto cobra relevancia en la coyuntura actual donde se requiere la generación térmica debido al fenómeno de El Niño y estos generadores buscan los combustibles más económicos como el gas natural.”<sup>47</sup>*

Del gráfico No. 3 se puede sacar la siguiente reflexión: los Térmicos no contaban con los contratos de gas natural suficientes para hacer frente a sus OEF, por lo tanto, tomaron el riesgo de asumirlas, en caso de que se diera la ocasión, produciendo energía a partir de combustibles líquidos, bajo este entendido, algunos generadores dejaron a su suerte su viabilidad financiera a la hora de respaldar sus OEF.

De acuerdo, con el contenido del Documento CREG 120 de 2015<sup>48</sup>, los generadores que no contaban con suficiente gas natural para cubrir su potencial demanda y por lo tanto debían recurrir a los combustibles líquidos para cumplir con sus compromisos, fueron: TERMOCANDELARIA, TERMOSIERRA, TERMOVALLE, TERMOEMCALI y TERMODORADA. Los casos más críticos fueron los de TERMOCANDELARIA y TERMOVALLE que contaban con cero contratos de gas natural, y por lo tanto estaban completamente expuestos a generar con líquidos.

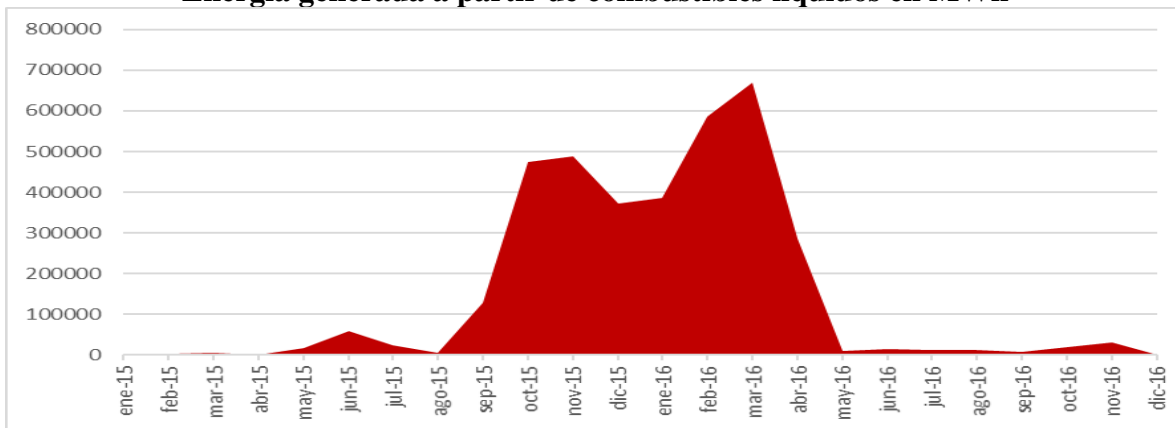
Aquellos agentes que se vieran en la posición descrita, por supuesto, serían incapaces de asumir sus OEF con la remuneración que ofrece el precio de escasez, no obstante, al ser activos necesarios para cubrir la demanda de energía del país bajo las circunstancias que se estaban presentando, la CREG no tenía otra opción que encontrar una solución al problema subsidiando estos generadores, de lo contrario el país se hubiera visto en graves dificultades para pasar el fenómeno El Niño sin que se racionara la energía eléctrica.

---

<sup>47</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Medidas para afrontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del mercado eléctrico – Documento CREG 120 de 2015. pg 38. <http://apolo.creg.gov.co>  
Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>48</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Medidas para afrontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del mercado eléctrico – Documento CREG 120 de 2015. pg 41, Tabla No. 8. En: Ibidem

**Gráfico No. 13**  
**Energía generada a partir de combustibles líquidos en MWh**



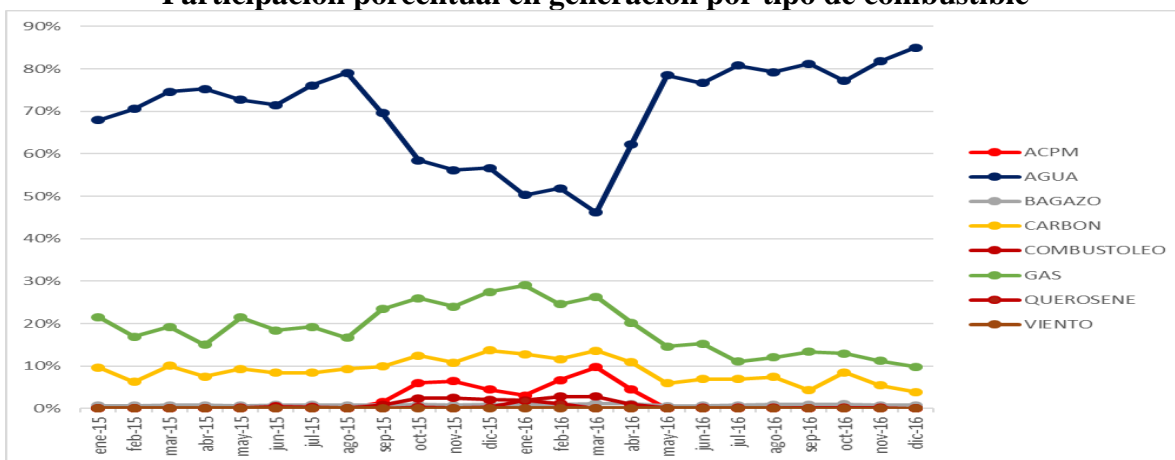
Fuente: Cálculos propios utilizando bases de datos del Portal BI de XM.

<http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>

Fecha de consulta: 15 de octubre de 2017.

Tal como se puede observar en el Gráfico No. 4, donde se agrupó toda la generación aportada al sistema utilizando como insumo ACPM, querosene y combustóleo, a partir de octubre de 2015, una vez entrada en vigor la Resolución CREG 178 de 2015 que otorgó subsidios a los agentes del mercado que produjeran con combustibles líquidos, se originó un notorio incremento en la generación a partir de estos, que se mantendría hasta mayo de 2016, momento en el que cesaron las inclemencias producto del fenómeno El Niño. La razón por la que no había salido a relucir esta generación era precisamente su costo, que ya no era un problema dadas las medidas regulatorias tomadas por la CREG.

**Gráfico No. 14**  
**Participación porcentual en generación por tipo de combustible**



Fuente: Cálculos propios utilizando bases de datos del Portal BI de XM.

<http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/default.aspx>

Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

En el gráfico No. 3, tenemos una serie de tiempo en donde se ilustra la participación porcentual en generación de las plantas térmicas que funcionan a partir de costosos combustibles líquidos como lo son el ACPM, el combustóleo y el querosene. Es claro que fuera del periodo en el que ocurrió el fenómeno de El Niño este tipo de plantas tuvieron una participación en generación casi nula, lo que se debe a que no son competitivas en relación con las demás tecnologías toda vez que sus costos de operación son más elevados.

En síntesis, se podría afirmar que la crisis energética ocurrida durante el fenómeno El Niño 2015-2016, se debió a una falla del esquema del cargo por confiabilidad, toda vez que este último no previó: i) que el gas natural es un hidrocarburo no renovable y por lo tanto se podría llegar a acabar, así como cualquier otra fuente de energía no renovable; ii) que el precio de escasez está atado al precio internacional de un combustible líquido como lo es el Fuel Oil No. 6<sup>49</sup>, lo cual podría llegar a ser contraproducente toda vez que los precios de los *commodities* presentan una alta variabilidad<sup>50</sup>, dependiendo de la demanda y la oferta de estos en el mercado, lo que podría traer como consecuencia uno de dos efectos, un precio de escasez muy alto que fuera inviable para el bolsillo de los colombianos, o, un precio de escasez muy bajo que fuera inviable para el bolsillo de los generadores que produjeran con un combustible distinto al de referencia.

Respecto de la primera causa que identificamos, se puede decir que no obstante la cantidad de OEF que se le puede asignar a un generador depende de la ENFICC del mismo, esto por se no indica que el agente se encuentre en la posibilidad de entregarla bajo cualquier circunstancia, hecho que quedó demostrado en el momento en que se dio el incumplimiento por parte de los Térmicos. Por lo tanto, la lección que le debe quedar a la CREG es que las precauciones que se tomaron para enfrentar este tipo de crisis no fueron suficientes para hacerles frente, y que en razón de dicho argumento, y teniendo en cuenta que una de las causas fue la falta de un combustible utilizado como insumo para la generación de energía, es una buena alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema incentivar la diversificación de tecnologías respecto de las plantas de generación que operan en el SIN.

En relación con la segunda causa identificada se puede afirmar, teniendo en cuenta la experiencia vivida durante el periodo analizado, que fijar un precio de escasez atado a un solo combustible puede llegar a arrojar una señal de precio que hace financieramente inviable la operación del sistema. Por otro lado, dejar en manos de la evolución de los precios de los

---

<sup>49</sup> “Cuando se definieron los parámetros del Cargo por Confiabilidad (Resolución 071 de 2006) el PE quedó atado a la variación del F06, por ser el de uso para la térmica menos eficiente y porque la CREG consideró que existe una relación directa entre los precios de F06 y los precios de energía (D-CREG 043 de 2006). Sin embargo la correlación entre ambas variables muestra que menos del 50% de los precios de bolsa pueden ser atribuibles al F06 y que por lo tanto, elegir este combustible como base principal en la fijación del PE bien puede ser una decisión incompleta, pues no necesariamente la planta más ineficiente, en términos térmicos, es la más costosa de operar.” Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (2016). Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad. Pg.36 En: <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/782041/2016+Informe+AE+Manejo+de+recursos+del+Cargo+por+Confiabilidad.pdf/8fd5cc08-809f-4351-9602-9d898eb6e38f?version=1.1> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>50</sup> Ibidem.

*commodities*<sup>51</sup>, el costo de la energía que van a pagar los colombianos, puede no llegar a ser una muy buena idea, debido a que las materias primas, tales como los combustibles utilizados para generar energía, tienen fluctuaciones de precios muy fuertes en el tiempo en razón de las condiciones que arrojen la demanda y la oferta de dichos productos, lo que deja sin techo el precio máximo al que podrían verse expuestos los nacionales en una situación de escasez de recursos hídricos.

Lo anterior, muestra que un esquema que de estímulo a la instalación de plantas de generación con bajos costos variables de operación, como aquellas que utilizan como insumo FNCER, es deseable, pues tendría una mejor forma de gestionar el riesgo de que se presente inviabilidad financiera y/o la escasez o desaparición del insumo, toda vez que dicho tipo de plantas al basar su operación en recursos renovables, no tiene que temer porque se acabe el recurso en mención ni que este suba de precio, pues lo toman de la naturaleza, como sería por ejemplo el caso de las plantas que funcionan con el viento o la luz solar.

*“El punto álgido de la matriz de las crisis energéticas que ha sufrido el país en los últimos 25 años, más allá del generalizado fenómeno de corrupción que ha caracterizado la construcción de decenas de termoeléctricas e hidroeléctricas a lo largo y ancho del territorio nacional, corre por cuenta del error garrafal de haber insistido en una cada vez más caduca, costosa e ineficiente fórmula: **el seguir empecinados en confiar la seguridad energética nacional a las fuentes no renovables de energía.**”<sup>52</sup>  
(Subrayado fuera de texto)*

El esquema del cargo por confiabilidad no ha hecho mucho por dar las señales para reemplazar las plantas que operan con combustibles líquidos, que no le aportan una confiabilidad al sistema que sea viable desde el punto de vista financiero. El concepto de confiabilidad no puede limitarse a que las plantas tengan la capacidad física de producir la energía, sino a que también sean viables financieramente. Si las plantas no son viables financieramente, alguien va a tener que poner el dinero para que lo sean y no va a ser el generador, pues si quiebra, el dinero lo terminamos poniendo los colombianos.

En este sentido, cabe mencionar que existen instrumentos financieros para mitigar este tipo de riesgos como lo son los derivados; estos funcionan de forma tal que sirven para asegurarse un precio futuro por un bien lo cual es efectivo eliminando la incertidumbre propia del precio de los *commodities* que se utilizan como insumo en el mercado eléctrico. Por medio de este recurso, un generador podría asegurar el precio de los insumos que va a usar en el futuro teniendo así certeza de que va a tener viabilidad financiera. Este tipo de instrumentos se están

---

<sup>51</sup> “Este tipo de bienes son de tipo genéricos, es decir, no tienen una diferenciación entre sí. Normalmente cuando se habla de *commodities* se habla de materias primas o bienes primarios, destacando por ejemplo el trigo, que se siembra en cualquier parte del mundo y que tendrá el mismo precio y la misma calidad” Fuente: <http://www.finanzas.com/%C2%BFque-son-los-commodities> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>52</sup> Pineda Ruiz, Felipe (2016). Apuntes y aportes para la crisis energética colombiana. En: <https://www.alainet.org/es/articulo/176379> Fecha de consulta: 30 de octubre de 2017.

desarrollando en el mercado colombiano y es el reto de la firma Derivex y la Bolsa de Valores de Colombia<sup>53</sup> (en adelante, “BVC”) normalizarlos.

Por lo anterior, consideramos que si el cargo por confiabilidad hubiera estado, en parte, dirigido a incentivar la entrada de plantas que funcionaren a partir de fuentes alternativas renovables, hubiera sido posible para el sistema colombiano capotear de mejor manera la crisis energética que se produjo como consecuencia del Fenómeno del Niño entre los años 2015-2016.

### **3.2.SOBRECOSTOS QUE TRAJÓ AL SISTEMA LA FALLA DEL ESQUEMA PLANTEADO POR EL CARGO POR CONFIABILIDAD, DURANTE EL FENÓMENO DEL NIÑO 2015-2016**

La problemática ocasionada en el SIN por la sequía producto del fenómeno El Niño, trajo consigo dificultades de índole financiero que arrojaron consecuencias en la forma de sobrecostos a: i) los generadores que operan en el país; ii) los consumidores colombianos; y iii) el gobierno nacional. Además de los sobrecostos a los que hacemos referencia, como una carga adicional, quedó entre los nacionales el sinsabor que dejó el hecho que se invirtieron cuantiosas sumas de dinero en la creación de un esquema para garantizar la confiabilidad del mercado eléctrico, que no cumplió con las expectativas de los consumidores de energía del país.

Algunos generadores tuvieron que asumir el sobrecosto que les significó el hecho de no poder honrar sus obligaciones de energía firme, lo que significaba que debían adquirir esta energía al precio de mercado, el cual alcanzaba unos picos insospechados. Esta coyuntura colocó a un grupo importante de generadores térmicos en aprietos financieros. De acuerdo con la ANIF, las pérdidas experimentadas por el grupo representado por este tipo de recursos ascienden a los 2.2 billones de pesos<sup>54</sup>.

Por otra parte, teniendo en cuenta la importancia de mantener todos los recursos de generación activos durante la crisis energética, el regulador optó por la creación del mecanismo de subsidios planteado en la Resolución CREG 178 de 2015, el cual tenía la misión de aliviar los problemas financieros de las plantas que operan con combustibles líquidos. A dicho esquema se le llamó con el nombre de “opción” y consistía en que aquellos generadores que produjeran energía a partir de combustibles líquidos, y solicitaran al operador del mercado XM S.A. E.S.P. acogerse a dicha opción, recibirían por cada kWh generado el valor correspondiente a 168,23 pesos<sup>55</sup>, adicionales al Precio de Escasez, remuneración que les corresponde dadas las reglas previas del mercado.

---

<sup>53</sup> <https://www.larepublica.co/finanzas/bolsa-de-valores-de-colombia-lanza-nuestro-instrumento-de-coberturas-con-futuros-2832296>. Fecha de consulta: 28 de febrero de 2019.

<sup>54</sup> Anif (2016). La crisis energética de Colombia 2015-2016. En: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Pg. 02 Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>55</sup> CREG; Documento 120 del 17 de octubre de 2015; Medidas para afrontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico. Pg. 46. En: [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co) Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.



Los 168,23 pesos adicionales por kWh, que serán pagados a los generadores que se acogieron a la “opción”, saldrán en su totalidad de los bolsillos de los consumidores finales:

*“Artículo 3. **Traslado del costo de la opción a comercializadores.** El costo mensual de la opción en pesos será dividido e incluido en partes iguales en la facturación de los treinta y seis (36) meses siguientes al mes ejecución de la opción como un mayor valor de las restricciones.*

*La tasa que se utilizará para actualizar los saldos mensuales y será el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el DANE.*

*El traslado mensual del dinero de la opción a los agentes generadores que representan la planta térmica que opera con combustible líquido, para cada uno de los 36 meses, se realizará a prorrata del valor de la opción obtenida en el mes que éstos fueron causados.”<sup>56</sup> (Subrayado fuera de texto)*

En consecuencia, la demanda sufrió el resultado de la falla del esquema del cargo por confiabilidad, toda vez que debió pagar el dinero que correspondió, según esta medida, a las plantas que funcionan a partir de combustibles líquidos. De acuerdo con estimaciones de la Contraloría General de la República el costo total que debieron pagar los consumidores finales por este concepto fue de 1,49 billones de pesos<sup>57</sup>.

El Gobierno Nacional también vio afectadas sus arcas como consecuencia de la crisis energética. ANIF estima que debió aportar al menos 1 billón de pesos<sup>58</sup>, esto, como resultado de los subsidios que otorga sobre la tarifa de energía a los estratos 1, 2 y 3. No obstante, este dinero salió de la caja del Gobierno Nacional, no debemos olvidar que se financia a partir de impuestos que, de igual manera, son pagados por los ciudadanos. En este sentido, los nacionales nuevamente nos vimos perjudicados por la falla en el esquema del cargo por confiabilidad.

Por último, hay que incluir en el análisis el hecho que a partir de 2006 y hasta la fecha, los generadores que contaban con OEF percibieron ingresos por concepto de cargo por confiabilidad. Como ya hemos explicado, tanto plantas Térmicas como Hidráulicas se benefician de ese ingreso, que encuentra sustento en el bolsillo de los colombianos que deben pagarlo en cada recibo de electricidad. Los ingresos que llegaron a la caja de las empresas generadoras de energía por este concepto, se estiman en 7.800 millones de dólares<sup>59</sup>, dinero

---

<sup>56</sup> Resolución CREG 178 de 2015.

<sup>57</sup> CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (2016). Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad. Pg. 42. En: <file:///C:/Users/fmont/Desktop/Informe%20contraloria%20Cx%20C.pdf> Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>58</sup> Anif (2016). La crisis energética de Colombia 2015-2016. En: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Pg. 02 Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

<sup>59</sup> Anif (2016). La crisis energética de Colombia 2015-2016. En: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Pg. 02 Fecha de consulta: 04 de octubre de 2017.

que habría podido invertirse en el desarrollo de fuentes no convencionales de energía y por lo tanto tiene ese costo de oportunidad.

Si sumamos las cifras estimadas por ANIF y la CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, y las pasamos a dólares asumiendo como referencia la tasa de cambio del 16 de agosto de 2018, que corresponde a 3.023 pesos por dólar<sup>60</sup>, y que tomamos como ejemplo con el objetivo de poder dimensionar a grandes rasgos la magnitud de la cifra, encontramos que con el fin de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano a la fecha se ha invertido una multimillonaria cantidad de recursos, que se estiman en 9.351 millones de dólares.

---

<sup>60</sup> <http://dataifx.com/> Fecha de consulta: 16 de agosto de 2018.

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS ECONÓMICO NORMATIVO DE LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD VIGENTE DURANTE LA CRISIS 2015-2016 (RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006)

La Resolución CREG 071 de 2006 trajo como consecuencia el esquema para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, que se puso a prueba, sin mucho éxito, con la llegada del último fenómeno El Niño. Teniendo en cuenta la apretada situación que vivió el SIN durante el periodo enmarcado dentro del tiempo que duró el evento climatológico, es natural que haya aflorado entre los colombianos un sentimiento de defraudación al percibirse que había sido insuficiente la cuantiosa suma de dinero invertida en pro de la causa enfocada a garantizar la confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional, por este motivo, vale la pena realizar un análisis económico normativo<sup>61</sup> y cualitativo, de la resolución en mención, cuyo objetivo sería el de ilustrar si hubiera sido posible estructurar la norma de tal forma que el esquema producto de la misma prescindiera de las fallas que llevaron a que su desempeño no fuera el esperado.

Atendiendo a lo explicado en la extensión de este documento, es correcto afirmar que el parque generador del país no se encuentra muy diversificado, así como también, que menos del 1% del mismo está compuesto por generadores que funcionan a partir de FNCER. Estos hechos, nos llevan a pensar que siendo el cargo por confiabilidad el mecanismo con la misión de crear los incentivos para expandir los recursos dispuestos para generar energía en Colombia, falló al no haber estimulado de manera adecuada la entrada de plantas que operaran con energías alternativas, y por el contrario, aportó un mecanismo propicio para que proliferara el ingreso de aquellas que utilizan para generar, insumos considerados convencionales, tales como, el agua, el gas natural y el carbón. Al respecto, FEDESARROLLO, en un documento dedicado a estudiar la evolución de las plantas que funcionan a partir de energías renovables no convencionales, mencionó lo siguiente:

*“En relación a las tendencias de participación de diferentes tecnologías en el corto y en el mediano plazo, no existen evidencias que indiquen que la tendencia cambiará con relación a lo presentado en los últimos años, es decir, una participación mayoritariamente hídrica, seguida de participación térmica tanto en carbón como en gas y con una baja probabilidad de participación de fuentes renovables no convencionales. Esto se puede deducir de las plantas de generación ganadoras de las*

---

<sup>61</sup> “La economía como todas las ciencias, tiene su parte positiva y su parte normativa. La economía positiva estudia las causas por las que ocurren los fenómenos económicos. Por ejemplo, por qué los consumidores seleccionan ciertos bienes a ciertos precios, o por qué en algunas ocasiones se presentan problemas inflacionarios. Fecha de consulta: 04 de noviembre de 2017.

La economía normativa busca generar ideas y planes concretos que puedan ser utilizados por los miembros del gobierno o por quienes toman las decisiones en las empresas para lograr fines determinados. Por ejemplo, qué debería hacerse para reducir el desempleo, o que decisiones tomar para aumentar la producción de una empresa.” SCHETTINO, MACARIO. Introducción a la economía para no economistas. PEARSON EDUCACIÓN, México, 2002. Pg. 06-07. Fecha de consulta: 04 de noviembre de 2017.

**subastas de asignación de energía firme, que muestran la participación de proyectos térmicos e hídricos únicamente.**<sup>62</sup>(Subrayado fuera de texto)

Atendiendo estos preceptos, es menester del análisis económico a realizar, identificar las razones por las cuales bajo el esquema vigente antes de la crisis 2015-2016 no fue posible diversificar el parque generador y conseguir que fuera lo suficientemente confiable como para manejar holgadamente la escasez de agua que se dio producto del fenómeno El Niño. Para abordar dicha cuestión, se estudiará qué pudo haber fallado en la estructura de este, de tal forma que en el sistema se configurara la siguiente realidad: algunos generadores fueron incapaces de cumplir con sus OEF a la luz de que sus costos de operación eran más altos que el precio al cual se les remuneraría la energía que debían entregar al sistema.

La razón por la cual, en principio y por razones regulatorias, no fue posible contar con la participación de proyectos que funcionaran a partir de FNCER (eólica, solar y geotérmica) en las subastas del cargo por confiabilidad que se dieron en los años anteriores a la crisis 2015-2016, es que no existía la metodología del cálculo de la ENFICC para estas tecnologías lo cual es un requisito para que a las plantas se les puedan adjudicar OEF. La metodología para el cálculo de la ENFICC de las eólicas estuvo lista dos meses antes de la última subasta del cargo por confiabilidad, no obstante, se entiende que en ese corto tiempo es complicado gestionar un proyecto de este tipo. Por lo anterior, para los generadores que quisieran operar con estas tecnologías era imposible acceder a OEF por medio de las subastas del cargo por confiabilidad que se dieron antes de la crisis.

Otro motivo por el cual no se dio la diversificación del parque generador, antes de la crisis 2015-2016, teniendo en cuenta que el mercado eléctrico colombiano es libre y no es requisito ganarse las subastas del cargo por confiabilidad para montar una planta en Colombia, son los condicionamientos financieros para la instalación de estas. La Ley 1715 de 2014, que estableció ciertos beneficios tributarios y arancelarios para las FNCER se expidió solo un año antes de que se diera la crisis y dos años después de la última subasta del cargo por confiabilidad. Si la Ley hubiera estado vigente el día de las subastas del cargo por confiabilidad y hubieran existido las resoluciones que establecen la metodología para el cálculo de la ENFICC para estos desarrollos, entonces, las FNCER hubieran estado habilitadas para participar en las subastas bajo condiciones de mayor favorabilidad como con las que cuentan hoy en día.

Ahora, la razón por la cual el parque generador no pudo manejar holgadamente la crisis energética no estuvo relacionada con la falta de capacidad instalada pues contaba con la condición física y técnica para generar la energía que necesitaba el país, sino, con el hecho que el precio de escasez estaba atado al Fuel Oil No. 6, precio que fluctúa de acuerdo con las condiciones internacionales de mercado, y que fue insuficiente para cubrir los costos variables de algunas plantas. Si se hubiera establecido el precio del costo variable de generación de la planta térmica más costosa como Precio de Escasez no hubiera habido crisis

---

<sup>62</sup> GARCÍA, HELENA; CORREDOR, ALEJANDRO; CALDERÓN, LAURA; GÓMEZ, MIGUEL. Análisis costo de beneficio de energías renovables no convencionales. FEDESARROLLO, Bogotá, octubre de 2013. Pg. 06-07. En: <http://www.ac-cc.com/catalogos/ACyCC%20Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf> Fecha de consulta: 04 de noviembre de 2017.

energética pues los generadores habrían estado en la capacidad financiera de entregar la energía al sistema, sin embargo, tampoco es la idea aportar la energía a cualquier costo, se supone que el cargo por confiabilidad es una especie de ahorro para garantizar un precio asequible en momentos críticos.

No obstante, la distorsión que se dio entre el precio de escasez y el precio de bolsa fue importante y tal vez insospechada para cualquier agente del mercado. Una buena opción para estos agentes que se ven expuestos a este riesgo es adquirir una cobertura para cuando los precios de la bolsa de energía sobrepasan los montos que los hagan inviables financieramente, pues cabe anotar que, siempre que el precio de escasez se encuentre atado al precio de un *commodity*, habrá volatilidad en el mismo y es posible que se presenten futuras distorsiones que afecten a algunos generadores. Este tipo de instrumentos financieros existen y se llaman derivados, Colombia debe avanzar más en la profundización del mercado de derivados para el sector eléctrico de tal forma que los térmicos puedan aportar energía con mayor firmeza.

En particular, todas las plantas que funcionan con recursos no renovables tienen la potencialidad de adolecer de este problema, pues su precio depende de la oferta y la demanda de estos en el mercado internacional. Sin embargo, el precio no es la única dificultad, también es importante tener en cuenta que estas fuentes son finitas, hecho que hace necesario que el planeta vaya migrando progresivamente hacia las FNCER.

Teniendo en cuenta todas las variables analizadas podemos afirmar que: i) el parque generador no está más diversificado porque no se dieron las condiciones regulatorias y financieras para que en las subastas anteriores a la crisis de 2015-2016 fuera posible la participación de las FNCER; ii) aun cuando toda la capacidad instalada nueva que llegó como consecuencia de las subastas del cargo por confiabilidad hubiera utilizado como insumo FNCER no habría sido posible darle un mejor manejo a la crisis pues los recursos que fallaron ya se encontraban instalados antes de que se concibiera el cargo por confiabilidad; iii) si la CREG quiere mitigar el riesgo de que algo parecido vuelva a ocurrir debe diversificar lo más que pueda el parque generador; es correcto afirmar que un parque generador diversificado está menos expuesto al riesgo de escasez de ciertos insumos o una escalada en sus precios; y iv) es necesario que exista un mecanismo que asegure a los recursos que funcionan a partir de fuentes que cuentan con una alta volatilidad en sus precios de tal manera que no sean inviables financieramente en el momento en que el precio de bolsa supere el precio de escasez.

Lo que pensamos debió hacerse o modificarse en la estructura del cargo por confiabilidad de tal manera que se lograra mitigar la crisis energética que se dio en 2015-2016, y que corresponde al análisis normativo y cualitativo de la norma, era encontrar la forma de no exponer todo el respaldo del sistema a la disponibilidad de fuentes de energía no renovables, dándole espacio a las FNCER que tienen la posibilidad de otorgar mayor seguridad en el abastecimiento durante periodos de fenómeno del Niño, pues su comportamiento es contra cíclico en tiempos de sequía, tal como lo afirma una autoridad en el tema como el es el Ex director de Planeación Nacional, Hernando José Gómez:

*“En principio, nuestra matriz es limpia y confiable, pues es 70 por ciento hídrica y 30 por ciento termo. No obstante, cada tres o cuatro años Colombia experimenta un fenómeno de ‘El Niño’ cada vez más fuerte, que en el 2016-2017 llevó hasta el límite la capacidad de respuesta del sistema interconectado, induciendo amenazas de racionamiento. **Por ello es indispensable contar con capacidad adicional ambientalmente limpia basada en FNCER, que son contra cíclicas en periodos de sequía. Este es el caso de la generación fotovoltaica que se beneficia de la mayor luminosidad en los periodos de poca lluvia, y la eólica, que también se favorece por la fortaleza de los vientos alisios.** Por ello, estoy totalmente de acuerdo con las declaraciones del Ministro de Minas, quien considera que para garantizar la funcionalidad del sistema eléctrico colombiano se requiere hasta 15 por ciento de capacidad de generación con energías renovables no convencionales.”<sup>63</sup> (Subrayado fuera de texto)*

Por lo anterior, entendemos que la CREG falló al no tener a tiempo la regulación para establecer la ENFICC de las FNCER; el Congreso de la República, al no expedir a tiempo los incentivos tributarios y arancelarios para este tipo de desarrollos; sin embargo, la principal falla fue de la CREG, al no prever que se necesitaba expandir aun más el parque generador pues confió ciegamente en una confiabilidad de papel que expusieron muchas de las plantas térmicas sobreestimando su capacidad para darle seguridad al sistema, y pasando por alto la posibilidad que tenían de ser inviables financieramente. En la práctica, lo que se le pagó a las térmicas no fue un cargo por confiabilidad sino por capacidad, pues las plantas contaban con la capacidad para generar, pero no pudieron hacerlo por cuestiones financieras trasladando el riesgo a los contribuyentes.

Siguiendo el hilo conductor, lo que notamos es que el punto débil de la regulación estuvo en sobreestimar la ENFICC de los generadores térmicos y en no expedir a tiempo las metodologías para calcular la ENFICC de las FNCER. La CREG, asumió como energía firme una generación con una potencialidad gigantesca de ser inviable financieramente. Partiendo de este punto, se entiende que al tener una estimación de la ENFICC que se aleja fuertemente de la realidad, no se puede generar correctamente la señal de expansión del parque generador, lo que produce que este crezca menos de lo que debería para otorgar verdadera tranquilidad al sistema en momentos críticos.

Por lo anterior, sostenemos nuestra hipótesis de que hubiera sido posible crear un esquema de cargo por confiabilidad que lograra diversificar de mejor manera el parque generador, mediante la inclusión de FNCER, ayudando así a mitigar los efectos del fenómeno del Niño 2015-2016, pues, si se hubiera contado con la metodología para calcular la ENFICC de las FNCER, con los incentivos tributarios y arancelarios de la Ley 1715 de 2014, a tiempo antes de que se dieran las subastas del cargo por confiabilidad, y si en el cálculo de la ENFICC de las plantas térmicas se hubiera tenido en cuenta la posibilidad de que estas fueran inviables financieramente, sin duda, se habría dado una señal de expansión distinta que arrojará un parque generador menos riesgoso a la volatilidad de los precios de los insumos.

---

<sup>63</sup> <https://www.portafolio.co/opinion/hernando-jose-gomez/energias-renovables-no-convencionales-necesarias-y-urgentes-514626> Fecha de consulta: 8 de marzo de 2019.

## 5. CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE GRADO

- Es importante que las instituciones que se encargan de regular la normatividad para la expansión de la capacidad instalada de las FNCER (CREG, Congreso de la República, Minminas) estén articuladas en los tiempos para avanzar oportunamente en los desarrollos que incentiven este tipo de energías. De lo que se analizó en este estudio, se pudo ver cómo no fue posible contar con la habilitación de las FNCER para participar en las subastas del cargo por confiabilidad que se dieron previamente a la crisis energética 2015-2016, y como también la Ley 1715 de 2014 fue expedida años después de la última subasta de OEF.
- Si se quiere garantizar la confiabilidad del SIN, no se puede depender de recursos cuya viabilidad financiera esté en función de una variable tan volátil como el precio de los *commodities*, pues este tipo de recursos no aportan en sentido estricto energía firme pues la firmeza va a depender también de si es posible pagar por su operación.
- Si se quiere que la ENFICC de las plantas que funcionan a partir de recursos no renovables sean, con seguridad, viables financieramente, se debe recurrir a instrumentos financieros que permitan gestionar adecuadamente el riesgo de volatilidad en los precios.
- Es necesario que el regulador desarrolle la metodología para calcular la ENFICC de otras FNCER distintas a las que ya se encuentran disponibles, de tal forma, que se pueda diversificar más el parque generador.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- Aldana Urrea, A. V. & Grueso Castillo, J. M. (2016). Análisis del Mercado de gas natural para la generación eléctrica - Retos y perspectivas 2015-2018. Recuperado de <http://www.unilibre.edu.co/revistaavances/13/analisis-del-mercado-de-gas-natural-para-la-generacion-electrica.pdf>
- Aldana Urrea, A. & Grueso, J. (2016). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Recuperado de <http://www.unilibre.edu.co/revistaavances/13/analisis-del-mercado-de-gas-natural-para-la-generacion-electrica.pdf>
- Asociación Nacional de Instituciones Financieras, ANIF. (2017). La crisis energética de Colombia 2015-2016. Recuperado de <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>
- Anillo de Seguridad. (2019). Activos de Generación de Última Instancia. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/activos.htm>
- Anillo de Seguridad. (2019). Demanda Desconectable Voluntariamente. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/demanda.htm>
- Anillo de Seguridad. (Febrero de 2019). Mercado secundario de energía firme. Recuperado de [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/mercado\\_secundario.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/mercado_secundario.htm)
- Asociación Colombiana de Ingenieros . (2018). ¿Llegó el momento de las Fncer en Colombia? Recuperado de <http://www.aciemnacional.org/home/index.php/prensa/419-llego-el-momento-de-las-fncer-en-colombia>
- Barrera Rey, F., & García Morales, A. (2014). Desempeño Del Mercado Eléctrico Colombiano En Épocas De Niño: Lecciones Del 2009-10. Recuperado de <https://www.acolgen.org.co/index.php/estudios-acolgen/item/36-desempeno-del-mercado-electrico-colombiano-en-epocas-de-nino-lecciones-del-2009-10>
- Bolívar Lobato, A. (2016). La crisis de Electricaribe fue auspiciada por el Gobierno. Recuperado de <https://www.desdeabajo.info/ediciones/item/29582-la-crisis-de-electricaribe-fue-auspiciada-por-el-gobierno.html>
- Botero Duque, J., García, J., & Velásquez, J. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. Cuadernos de Economía, 35(68), 9. Recuperado de <http://www.redalyc.org/pdf/2821/282143333007.pdf>. 38(68), 491-519.
- BRC. (2013). Banco de la República de Colombia. Recuperado de Qué es la tasa de cambio: <http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-tasa-cambio>
- Central Energía. (2011). Recuperado de <http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>
- CREG. (2019). Comision De Regulacion De Energia Y Gas. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/index.php/es/component/glossary/Glossary-1/D/DESPACHO-CENTRAL-961/>
- Clavijo, S. (2016). La crisis energética de Colombia (2015-2016). Recuperado de <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>
- Congreso de la República (1994). Ley 143 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad



en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Recuperado de <http://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>

- Congreso de la República (2014). Ley 1715 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Recuperado de [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014\\_pr001.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014_pr001.html)
- Contraloría. (2016). Informe De Resultados De Actuacion Especial De Fiscalización Contraloría General De La República. Recuperado de <https://www.contraloria.gov.co/documents/20181/782041/2016+Informe+AE+Manejo+de+recursos+del+Cargo+por+Confiabilidad.pdf/8fd5cc08-809f-4351-9602-9d898eb6e38f?version=1.1>
- CREG - 120. (2015). Comision de Regulacion de Energía y Gas "Medidas para aprontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico". Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76a145fdb83f6f7e05257eec0077bdc2/\\$FILE/D-120-15%20MEDIDAS%20PARA%20AFRONTAR%20LOS%20EVENTOS%20QUE%20PODR%C3%8DAN%20PONER%20EN%20RIESGO%20LA%20CONFIABILIDAD%20DEL%20SISTEMA%20EL%20C3%89CT](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76a145fdb83f6f7e05257eec0077bdc2/$FILE/D-120-15%20MEDIDAS%20PARA%20AFRONTAR%20LOS%20EVENTOS%20QUE%20PODR%C3%8DAN%20PONER%20EN%20RIESGO%20LA%20CONFIABILIDAD%20DEL%20SISTEMA%20EL%20C3%89CT)
- CREG. (Julio de 2006). “Documento Cargo por Confiabilidad” Anexo a la Resolución CREG 043 de 2006. 14-26.
- CREG. (2017). Comision de Regulacion de Energia y Gas . Recuperado de <http://www.creg.gov.co/>
- CREG. (2017). Descripción del proceso. Recuperado de [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta\\_asignacion/descripcion.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/descripcion.htm)
- Definicion de. (2008). Región Geográfica. Obtenido de <https://definicion.de/region-geografica/>
- Dinero. (2016). Cuánto nos cuesta salvar Termocandelaria. Revista Digital. Recuperado de <https://www.dinero.com/edicion-impresa/pais/articulo/cuanto-nos-cuesta-salvar-termocandelaria/223545>
- El Tiempo. (2015). El desafío para manejar las basuras en cuatro capitales de Colombia. El Tiempo. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16418049>
- El Tiempo. (2019). El Niño devastó por incendios área equivalente a tres veces Cali. El Tiempo. Recuperado de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16610226>
- ENERGY. (2017). El administrador del mercado eléctrico XM S.A., informó que desde el día 20 de septiembre de 2015 el precio de Bolsa del Predespacho Ideal supero el Precio de Escasez del mes de septiembre que se encuentra en 327.67 \$/kWh. Recuperado de <http://energyadvisors.com.co/>
- Figueroa Alcázar, H. (2011). Garantizan energía para el 2016. Recuperado de <https://www.eluniversal.com.co/economica/garantizan-energia-para-el-2016-59052-HVEU140373>
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013). Análisis costo de beneficio de energías renovables no convencionales. FEDESARROLLO. 06-07.

Recuperado de <http://www.ac-cc.com/catalogos/ACyCC%20Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf>

- Gómez, H. (2018). Energías renovables no convencionales: necesarias y urgentes. Recuperado de <https://www.portafolio.co/opinion/hernando-jose-gomez/energias-renovables-no-convencionales-necesarias-y-urgentes-514626>
- Información Inteligente. (2017). Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes. En % corresponde a la relación entre el Volumen Útil Diario y la Capacidad Útil del Embalse. Recuperado de <http://informacioninteligente10.xm.com.co>
- Información Inteligente. (2019). Importaciones. Recuperado de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Default.aspx>
- Montealegre Bocanegra, J. (2007). Modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos El Niño y La Niña en Colombia. Recuperado de <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/440517/Modelo+Institucional+El+Ni%C3%B1o++La+Ni%C3%B1a.pdf/232c8740-c6ee-4a73-a8f7-17e49c5edda0>
- Noticias RCN. (2017). Termocandelaria, intervenida por la Superservicios el pasado 20 de noviembre, presentó un reporte de normalidad en su operación. Recuperado de <https://noticias.canalrcn.com/>
- Obligaciones De Energia Firme, OEF. (2006). Generalidades y etapas de la subasta. Recuperado de [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta\\_asignacion/generalidades.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/generalidades.htm)
- Obligaciones De Energia Firme, OEF. (2016). Asignadas En La Subasta. Recuperado de [http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/OEF\\_Asignada\\_Subasta.pdf](http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/OEF_Asignada_Subasta.pdf)
- Pérez Sánchez, A. (2015). Finanzas y Economía - Qué son los Commodities. Obtenido de <http://www.finanzas.com/%C2%BFque-son-los-commodities>
- Pineda Ruiz, F. (2016). Apuntes y aportes para la crisis energética colombiana. Recuperado de <https://www.alainet.org/es/articulo/176379>
- Portafolio. (2013). Alertan por incumplimiento en proyecto de central Termocol. Portafolio.com. Recuperado de <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/alertan-incumplimiento-proyecto-central-termocol-89740>
- Portafolio. (2017). De acuerdo con el Ideam, este Niño fue uno de los dos más fuertes en la historia. El que hasta ahora ha tenido mayor magnitud es el de 1998. Portafolio.com. Recuperado de <http://www.portafolio.co>
- Portafolio (2017). Termocandelaria pagará 35.000 millones de pesos por su conducta durante el fenómeno de El Niño. Portafolio.com. Recuperado de <https://www.portafolio.co/economia/superservicios-multa-a-termocandelaria-503954>
- Radio Cadena Nacional, RCN. (2017). “La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios anunció la apertura de una investigación a la empresa Termocandelaria S.A. E.S.P., por una presunta violación normativa al declararse indisponible, pese a tener apta la planta para generar energía”. Recuperado de <https://www.rcnradio.com/>
- Resolución No. 071. (2006). La Comisión De Regulación De Energía Y Gas. Recuperado de Artículo 18: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

- Resolución No. 086. (1996). La Comisión de Regulación de Energía y Gas. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96>
- Resolución CREG 071. (2006). EL ASIC realizará la asignación de obligaciones de energía firme para generadores que las respaldan con GPPS en un proceso iterativo que inicia con las GPPS que ya tienen Obligaciones de Energía.
- Resolución No. 178. (2015). La Comisión De Regulación De Energía Y Gas. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76a145fdb83f6f7e05257eec0077bdc2?OpenDocument>
- Restrepo Estrada, M., Arango Aramburo, S. & Vélez Álvarez, L. (2012). La Confiabilidad En Los Sistemas Eléctricos Competitivos Y El Modelo Colombiano De Cargo Por Confiabilidad. 31(56). Recuperado de [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0121-47722012000100008](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47722012000100008)
- Sistema de Información Ambiental de Colombia, SIAC. (2010). Fenómenos del Niño y la Niña. Recuperado de <http://www.siac.gov.co/web/siac/ninoynina>
- Unidad de Planeación Minero Energética -UPME. (2018). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Recuperado de [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_Variables\\_Mar\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_Variables_Mar_2018.pdf)
- Villareal Navarro, J. & Córdoba de la Rosa, M. (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. Revista de Ingeniería e Investigación. 28(3), 105-115.
- XM Informes Anuales. (2017). Obligaciones de Energía Firme (OEF). Recuperado de [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/remuneracion.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/remuneracion.htm)
- XM. (2013). Primera subasta energía firme. Recuperado de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/primera-subasta-energia-firme.aspx>
- XM. (2016). Transacciones del Mercado Mayorista. Recuperado de <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/5-1-Precio-de-bolsa.aspx>