

**ANÁLISIS DEL MERCADO DE CONTRATOS DEL MEM EN COLOMBIA
DURANTE EL ÚLTIMO FENÓMENO DE EL NIÑO (2015-2016)**

POR:

**MARIANA ORTIZ ECHAVARRÍA
NICOLÁS LONDOÑO ARISTIZÁBAL**

ASESOR:

JHON JAIRO GARCÍA

**ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
UNIVERSIDAD EAFIT**

MAYO 2017

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es dar respuesta a la pregunta ¿Por qué disminuyeron los agentes el nivel de contratación bilateral en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia durante el último fenómeno de El Niño (2015-2016)? Para resolver esta pregunta es importante entender cómo funciona un contrato bilateral para la compra y venta de energía, analizar cómo afectan las cantidades contratadas la estructura de beneficios de las empresas y finalmente comparar el funcionamiento del mecanismo de contratación en Colombia con el de otros mercados eléctricos en el mundo (Inglaterra y Gales, Nord Pool, California y PJM). La metodología utilizada para la realización de este trabajo se basó principalmente en una revisión literaria de los diferentes textos escritos previamente sobre los temas a tratar. Adicionalmente se entrevistaron algunos empleados de EPM, quienes explicaron las generalidades del mercado eléctrico colombiano y se realizó un breve análisis de la estructura de beneficios de las empresas del sector.

1. INTRODUCCIÓN

En Colombia, el fenómeno de El Niño representa una temporada de pocas lluvias y altas temperaturas que afectan las reservas hídricas del país. Lo anterior genera aumentos en los precios de la energía especialmente en Colombia, donde según los datos de XM (2015), el 66.6% de la energía producida es generada por plantas hidroeléctricas, el 28.42% por plantas termoeléctricas (gas natural y carbón) y el restante por otros sistemas. Sin embargo, en períodos de escasez hídrica, la generación de energía mediante hidroeléctricas y termoeléctricas se iguala. Esto afecta los precios de la energía debido a que la producción térmica es más costosa. Adicionalmente, el último fenómeno de El Niño coincidió con una disminución de “la oferta del gas para el parque térmico, lo cual trae mayores precios particularmente durante los veranos” (Ernst & Young y Enersinc, 2016, pg.62).

Según García, López, Marín y Moncada (2017, pg. 3-4), “con el último Niño presentado en Colombia entre 2015-2016, el MEM evidenció serios problemas, no solamente por el desabastecimiento del Gas Natural en el país, sino también por la falta de una planeación

del ente regulador”, lo que llevó a que los generadores prefirieran acudir al mercado spot para la compra y venta de energía. Esto ocurrió debido a que la volatilidad de los precios de los contratos bilaterales era aún mayor que la de los precios del mercado de corto plazo (mercado de bolsa). Todo esto causó preocupación a los habitantes y afectó las expectativas sobre la economía colombiana.

Lo anterior contradice la teoría económica teniendo en cuenta que los contratos de largo plazo se crearon precisamente para reducir la volatilidad de los precios de la energía (Wolak, 2009; Amundsen y Bergman, 2006 y Fabra y De Frutos, 2008). Adicionalmente García, Bohórquez, López y Marín (2013) encontraron mediante la aplicación de un modelo de Cournot que mientras más energía se transe a través de contratos de largo plazo, la volatilidad del precio de bolsa y el precio como tal tienden a disminuir.

El objetivo de este trabajo es analizar la disminución por parte de los agentes en el nivel de contratación bilateral en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia durante el último fenómeno de El Niño. Para realizar este análisis es importante entender el funcionamiento de los contratos bilaterales para la compra y venta de energía, analizar los incentivos que tienen los agentes para decidir entre realizar contratos bilaterales o acudir a la bolsa de energía, revisando la estructura de beneficios de las empresas, y finalmente comparar el funcionamiento del mecanismo de contratación en Colombia con el de otros mercados eléctricos en el mundo. Todo lo anterior permite encontrar algunos resultados útiles para recomendar ajustes que permitan un mejor funcionamiento del mercado eléctrico colombiano.

Después de la introducción previamente realizada, este trabajo cuenta con tres secciones. La primera de ellas es el marco teórico, en la cual se desarrollan los tres temas de análisis propuestos: contratos bilaterales de largo plazo, estructura de beneficios de las empresas y mecanismos de contratación en mercados internacionales y Colombia. En la segunda sección, denominada “resultados”, se enunciarán los problemas encontrados en el Mercado Eléctrico Colombiano, con respecto a los mercados de otros países. Principalmente, en el trabajo se encontraron cuatro aspectos relevantes que causaron la disminución en el nivel

de contratación bilateral durante el último fenómeno de El Niño: necesidad de implementar contratos estandarizados, poca planeación por parte del Estado, conflictos de interés por parte del Estado y la alta dependencia de la generación hidráulica. Finalmente, en la sección de conclusiones y recomendaciones, se harán propuestas de mejora para el MEM en Colombia, que permitan solucionar los problemas encontrados en la sección anterior y que pueden ayudar a prevenir que vuelva a ocurrir lo sucedido durante el último fenómeno de El Niño en Colombia.

2. MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES DE LA LITERATURA

2.1 Contratos bilaterales de largo plazo

2.1.1 Generalidades

En Colombia, en el sector eléctrico se intercambia la energía en un mercado mayorista. Según Carlos Amador (2016), se promueve la competencia entre generadores, comercializadores y distribuidores y la participación de agentes económicos públicos y privados. Todos ellos se incorporan a un sistema interconectado para participar en el MEM. La energía se adquiere mediante contratos financieros a largo plazo, en los cuales se negocia con un comercializador o generador la cantidad de energía a intercambiar durante un periodo específico. Cuando la energía negociada en un contrato de largo plazo no es suficiente para el comercializador o cuando el generador no produjo lo suficiente para cumplir con el contrato, se puede adquirir energía en la Bolsa de Energía. En una entrevista realizada en el 2016, Francisco Javier Bedoya de EPM explicó que la bolsa hace que se asegure la producción y el consumo de las cantidades necesarias de electricidad de manera eficiente, establece las reglas de los agentes y facilita el funcionamiento del mercado de energía.

Para el mercado de contratos en Colombia o mercado de largo plazo la CREG (2016) (Comisión de Regulación de Energía y Gas) en su página web, define los contratos como aquellos “compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y

comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes”. Fabra y De Frutos (2008), Villareal y Córdoba (2008) y García et al. (2017) explican que el mercado de contratos es un mercado financiero que busca reducir la exposición que sufren los agentes a la volatilidad de los precios de la energía en el mercado de corto plazo (bolsa de energía). Adicionalmente, González (2015) califica los contratos como una cobertura que permite asegurar el precio de la energía durante un periodo de tiempo estipulado.

González (2015) afirma que el precio de los contratos de largo plazo depende únicamente de las expectativas que tengan los agentes sobre los principales determinantes de los precios spot, siendo estos: los precios de los combustibles, las reservas hidrológicas y la producción de energía mediante métodos alternativos (por ejemplo energía eólica). Generalmente los contratos de L.P son a menores precios que los de la bolsa. Sin embargo, debido a los cambios climáticos recientes se ha dificultado pronosticar el comportamiento del clima, lo que lleva a que aumenten los riesgos de firmar un contrato bilateral de largo plazo, específicamente en un país con una alta dependencia de la generación hidráulica. Según Wolak (2009), el hecho de que un fenómeno como El Niño en Colombia pueda limitar en gran medida la disponibilidad de agua por un largo período de tiempo, hace que los generadores de energía tengan incentivos para ejercer poder de mercado, lo que afecta negativamente a los consumidores finales ya que aumenta el precio de la energía.

En este mercado, los agentes (comercializadores y generadores) deben registrar sus contratos ante el ASIC (Administración del Sistema de Intercambios Comerciales), para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo. De esta forma se establecen las necesidades de compra o venta de energía para cumplir con los contratos acordados. La entrega de la energía contratada se efectúa igualmente a través de la bolsa. No existen restricciones a las cantidades de energía que las partes deseen comprometer en contratos, como tampoco a la duración de los mismos.

Wolak (2009) afirma que la cantidad de energía acordada en contratos de largo plazo es una medida para reducir los incentivos de los generadores de energía para ejercer su poder de

mercado, pues al tener una mayor cantidad de energía comprometida en los mismos, no sería tan atractivo incrementar los precios del mercado de corto plazo, ya que esto llevaría a un aumento del costo de la comercialización. Esto aplica especialmente para Colombia ya que la mayoría de las empresas están integradas verticalmente. Cabe aclarar que en Colombia se considera que una empresa está integrada verticalmente cuando realiza al menos dos de las actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización).

En Colombia se creó una normativa para desincentivar el poder de mercado de las empresas integradas verticalmente. García y Pérez (2005, pg. 142) afirman que “las empresas que desarrollen en forma combinada la actividad de generación con la de comercialización o la de distribución-comercialización cuya demanda de energía represente el cinco por ciento (5%) o más de la demanda del sistema interconectado nacional, no podrá cumplir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado.”

García, López, Marín y Moncada (2015), Wolak (2009) y Ernst & Young y Enersinc (2016) plantean dos soluciones que son importantes para resolver los problemas descritos anteriormente. Ellos proponen implementar contratos estandarizados de largo plazo y reestructurar el papel del regulador. Más adelante en este trabajo se profundizará en los efectos de estas medidas sobre el MEM.

2.1.2 Tipos de contratos:

Actualmente en el MEM en Colombia se realizan contratos bilaterales entre generadores y comercializadores para la compra y venta de energía. En la revisión de algunos trabajos se encontró que varios de los autores recomiendan implementar contratos estandarizados para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico, entre ellos Wolak (2009), Ernst & Young y Enersinc (2016), Fabra y De Frutos (2008) y García et al. (2013). Para entender el por qué de estas recomendaciones es importante definir cada uno de los tipos de contrato (contratos bilaterales, forward u Over The Counter -OTC- y contratos estandarizados, de futuros o exchange).

De acuerdo a Canessa (2016) los contratos bilaterales son acuerdos privados que se firman entre dos partes y que permiten tener una alta flexibilidad para definir los términos del contrato, teniendo en cuenta las necesidades de ambas partes. Como estos contratos se pactan libremente entre generadores y comercializadores, la probabilidad de incumplimiento de alguna las partes es mayor. Adicionalmente, como los contratos se firman directamente entre los agentes, no hay entidades regulatorias que se encarguen de revisar el estado de los pagos o entregas, y por ende todos los riesgos inherentes al contrato los deben asumir ellos mismos. Según López (2017) una desventaja de los contratos OTC es que al ser tan flexibles y hechos a la medida, se dificulta venderlos anticipadamente a otros agentes en caso de ser necesaria la cancelación del mismo por requisito de alguna de las partes.

Por otro lado están los contratos estandarizados que son aquellos cuyos términos se encuentran previamente definidos y que buscan satisfacer las necesidades básicas de los agentes, por lo tanto son los mismos para todos ellos. De acuerdo a López (2017), en los contratos estandarizados existe un órgano superior que se encarga de controlar y regular las operaciones entre los agentes, esto hace que se disminuya la probabilidad de riesgo de incumplimiento por parte de alguno de los involucrados. En los contratos exchange, el órgano de control se encarga de emparejar a los agentes, quienes firman el contrato de forma anónima. Como los términos de todos los contratos de futuros son los mismos, se facilita el intercambio de estos entre agentes previo al cumplimiento del mismo. Cabe aclarar que los mercados eléctricos que ofrecen contratos estandarizados permiten la participación de agentes financieros, quienes interactúan en el mercado de forma anónima. Ernst & Young y Enersinc (2016) explican que los agentes financieros aportan liquidez al mercado a través de compras especulativas que no implican entrega física de la energía. Dependiendo del mercado eléctrico, puede haber distintos tipos de contratos financieros con objetivos diferentes.

Teniendo claros los tipos de contratos, se destacan tres aspectos que permiten compararlos. En primer lugar, como se mencionó anteriormente, los contratos bilaterales tienen una mayor flexibilidad que los contratos estandarizados. Esto permite que los contratos sean

hechos a la medida según las necesidades de las partes. Sin embargo esto va en contravía con la facilidad y agilidad para firmar contratos que se logra con los contratos estandarizados, donde se tienen en cuenta las necesidades más importantes de todos los agentes del mercado y no se enfocan en los requisitos puntuales de cada contratante.

En segundo lugar, según Wolak (2009) se espera que el precio de los contratos estandarizados esté por debajo del precio de los contratos bilaterales porque todos los contratos similares tendrán el mismo valor. Esto dificulta el ejercicio de poder de mercado de los agentes, que según la teoría económica, implica mayores precios de la energía.

Lo anterior se relaciona con el tercer aspecto a resaltar: el poder de mercado. Como ha sido mencionado previamente mientras más energía se transe a través de contratos, tienden a disminuir la volatilidad del precio de bolsa y el precio como tal. Aquí se demuestra la importancia de aplicar el primer aspecto nombrado en esta sección sobre la facilidad para firmar contratos. Teóricamente, al haber mayor facilidad para firmar un contrato, se espera que aumente la cantidad de acuerdos pactados entre generadores y comercializadores, lo que lleva a que los precios de la energía sean menores en presencia de contratos estandarizados.

2.2 Estructura de beneficios de las empresas

Entender y analizar la estructura de beneficios de las empresas del sector eléctrico, permite conocer los incentivos que estas pueden tener para ejercer poder de mercado que es una de las principales razones por las cuales el funcionamiento del mercado eléctrico en Colombia no es el deseado. García et al. (2013, pg.32) analizan la fórmula de beneficios de las empresas basándose en un modelo oligopólico tipo Cournot que lo definen como aquel “donde las empresas líderes observan cómo se comportan las seguidoras y eligen sus cantidades tomando como dadas las cantidades generadas de las seguidoras para maximizar sus beneficios”.

La función de máximos beneficios (π) de las empresas que participan en el MEM en Colombia a la que llegan García et al. (2013), según el modelo de Cournot, es la siguiente:

$$\pi_{i,L} = Pb * (Q_G - Q_C) + P_C * Q_C - CT_{i,L}$$

donde:

$\pi_{i,L}$, es la estructura de beneficios de la empresa i del grupo líder

Pb , es el precio de bolsa

Q_G , es la cantidad de energía que se genera en la bolsa

Q_C , es la cantidad de energía pactada a través de contratos

P_C , es el precio de los contratos de largo plazo

$CT_{i,L}$, es el costo total

García et al. (2013) simulan los precios spot en el mercado colombiano para dos escenarios diferentes de contratación, encontrando que en la situación en la cual el nivel de contratación es mayor, el precio spot es menor y más estable. Sus resultados coinciden con la teoría económica descrita previamente por Wolak (2009) y Amundsen & Bergman (2006). García et al. (2013, pg. 35) explican que “lo anterior puede argumentarse desde el punto de vista teórico por el lado de la oferta, ya que aumentando el volumen y la duración de la contratación a largo plazo, se reduce la disponibilidad de corto plazo de los agentes y, en consecuencia, su capacidad para fijar unilateralmente el precio.”

Teniendo en cuenta lo anterior y conociendo que la implementación de contratos estandarizados en el mercado eléctrico produce un incremento en la contratación a largo plazo, se puede concluir que la implementación de estos en el mercado colombiano generaría una disminución en el precio spot, afectando negativamente los beneficios de las empresas generadoras. Sin embargo, muchas de las empresas pertenecientes al mercado eléctrico en Colombia están integradas verticalmente, lo que implica que en un ámbito general las empresas no se afectarían en gran medida. Esto se debe a que las empresas comercializadoras pueden no verse afectadas o incluso verse beneficiadas por el incremento en el nivel de contratación de largo plazo en el mercado eléctrico colombiano, ya que podría aumentar su rentabilidad. Es importante tener en cuenta que los contratos de largo

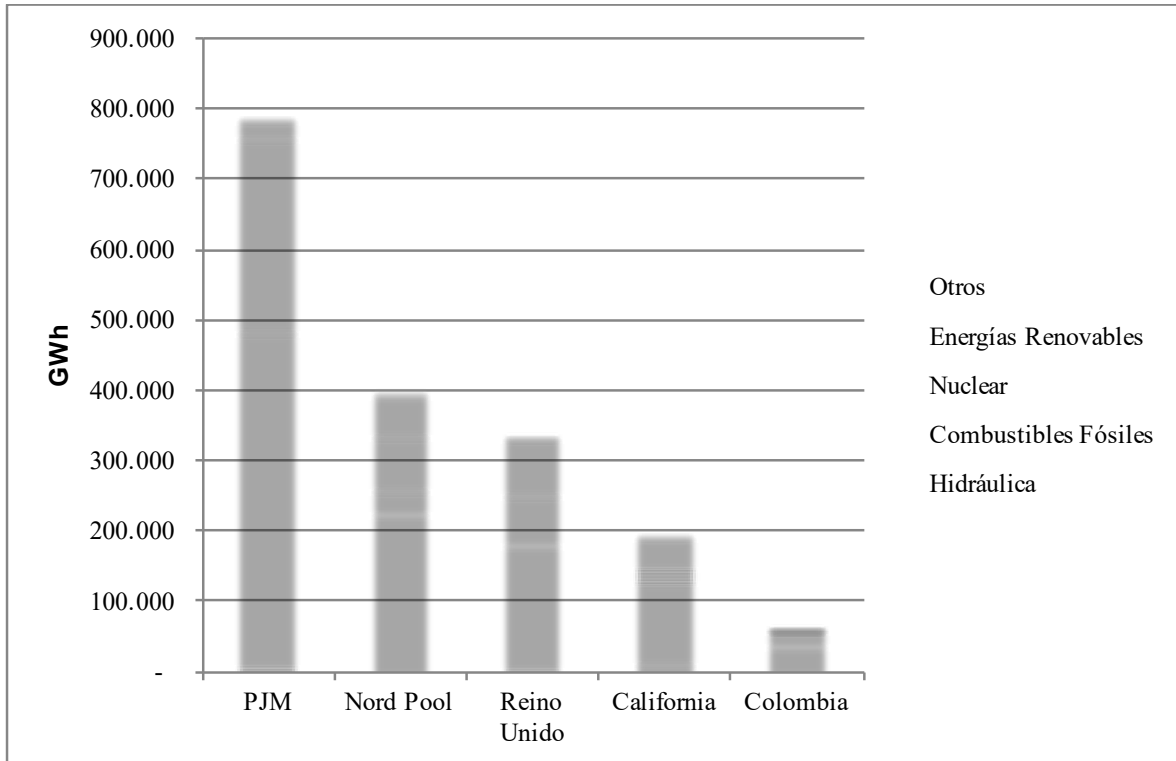
plazo tienen otras bondades diferentes a los beneficios económicos, algunas de las que se han mencionado previamente en este trabajo.

2.3 Mecanismo de contratación en mercados internacionales y Colombia

Comparar el mercado eléctrico colombiano con mercados internacionales como Nord Pool, PJM, California e Inglaterra y Gales permite entender las razones del buen funcionamiento de estos mercados e identificar cuáles de estas se podrían implementar en el mercado nacional. Sobre lo anterior, se ha encontrado evidencia de varios estudios que analizan estos cuatro mercados como por ejemplo García et al. (2013), Ernst & Young y Enersinc (2016), Amundsen y Bergman (2006) (quienes explican el buen funcionamiento del mercado nórdico y hacen una breve comparación con el mercado de California) y Reitzes, Pfeifenberger, Fox-Penner, Basheda, García, Newell, Schumacher (2007) (quienes hablan sobre los mercados eléctricos de Estados Unidos comparándolos con otros mercados internacionales como Australia, Nord Pool y Gran Bretaña).

El Gráfico 1 muestra la generación por tipo de fuentes en cada uno de los países analizados. Es muy importante tener esta información en cuenta para comparar y entender el funcionamiento de los diferentes mercados eléctricos.

Gráfico 1 Generación por tipo de fuente en los mercados eléctricos analizados para 2015



Fuente: Elaboración propia

Información: Ilyukhin (2016), IEA (2016), Monitoring Analytics, LLC (2016), California Energy Commission (2016) y XM (2016)

2.3.1 Inglaterra y Gales

Reitzes et al. (2007) explican varios aspectos importantes sobre el mercado eléctrico en Inglaterra y Gales. Ellos dicen que la generación allí está a cargo de entidades privadas con ánimo de lucro. También explican que la energía se transa en mayor parte (90%) a través de contratos tanto bilaterales como estandarizados en el largo plazo y que además cuentan con un mercado de corto plazo aunque no existe un mercado spot físico. De acuerdo a los datos entregados por Ernst & Young y Enersinc (2016) en el mercado del Reino Unido, el 30% de la energía es producida mediante carbón, otro 30% es producido con gas, 19% con energía nuclear, 18% a través de fuentes renovables, 2% con hidroeléctricas y 2% con petróleo y otras.

Según Reitzes et al. (2007, pg. 50) Ofgem (que es el ente regulador de este mercado) “tiene un equipo de vigilancia del mercado que monitorea diariamente los precios del mercado de la electricidad y del gas”, esto demuestra la importancia que se le da a la revisión constante del precio del gas que permite una mejor planeación para evitar crisis en un momento determinado.

Tanto Reitzes et al. (2007) como García et al. (2013) hablan sobre el CA1998 (Competition Act) que busca prohibir acuerdos entre las compañías que tienen como objetivo restringir la competencia. De lo anterior se puede inferir que el mecanismo de monitoreo y control utilizado en Inglaterra y Gales se basa en leyes anti-monopólicas. Adicionalmente, el operador del sistema eléctrico en Gran Bretaña (SO) debe procurar que no se presenten situaciones de poder de mercado ya que su principal objetivo es hacer que el sistema funcione eficientemente y al menor costo posible. Reitzes et al. (2007) dicen que como Ofgem le permite quedarse con un porcentaje de los ahorros que logre al SO, ellos tendrán incentivos para identificar y luego reportar políticas anti-competitivas que eleven los niveles de precios.

Ernst & Young y Enersinc (2016, pg.226) hablan de los contratos en el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales y explican que “los contratos entre generadores y comercializadores son bilaterales” y que se transan en el mercado OTC. Según ellos, en general los contratos en el Reino Unido son de largo plazo (3-5 años) y deben ser reportados a Elexon que es el liquidador del mercado eléctrico. Hay una regulación llamada “Secure and Promote” que obliga a los generadores a dar respuesta a las solicitudes de compra de energía que hacen los comercializadores, ya sea ofreciendo su energía o entregando una explicación válida de por qué no puede atender la solicitud. Además de contratos bilaterales, en Inglaterra y Gales también se firman contratos estandarizados a través de plataformas electrónicas. Al estar en un mercado financiero, los contratos estandarizados ofrecen la posibilidad de participación de todo tipo de agentes que pueden interactuar de manera anónima.

2.3.2 Nord Pool

Nord Pool es el mercado eléctrico de los países nórdicos. De este mercado hacen parte Noruega, Finlandia, Dinamarca y Suecia y según Ernst & Young y Enersinc (2016) trabajan de la mano con Alemania, Reino Unido, Polonia, Bélgica, Países Bajos y los Países Bálticos. En el texto de Ernst & Young y Enersinc (2016) dice que la capacidad instalada de Nord Pool para 2014 se compuso de plantas hidráulicas en un 46%, combustibles fósiles en un 21%, plantas nucleares en un 12%, plantas eólicas 11% y 10% en plantas de biomasa y desechos. Al haber diversas fuentes de energía, este mercado no es tan vulnerable a fenómenos climáticos o al alza de precios de alguna de las materias primas. Las grandes empresas de Nord Pool están integradas verticalmente, como lo están las empresas del sector eléctrico en Colombia.

De acuerdo a los textos de Ernst & Young y Enersinc (2016), Reitzes et al. (2013) y Amundsen y Bergman (2006), en Nord Pool la mayor parte de las empresas aún son estatales. Amundsen y Bergman (2006) señalan que la estrategia utilizada para reducir el poder de mercado al que estaban sometidos los mercados eléctricos de cada país fue la integración de los cuatro países que trajo una disminución de impuestos, precios de transmisión independientes de la distancia e hizo que la participación de cada una de las empresas disminuyera.

Según Reitzes et al. (2007), Nord Pool reforzó el monitoreo y el control creando un departamento independiente encargado de supervisar tanto el intercambio físico como el intercambio financiero del mercado eléctrico. Como advierten Reitzes et al. (2007) a los agentes que participan en el mercado eléctrico de los países nórdicos no se les permite incurrir en manipulaciones al mercado que pueden darse al hacer transacciones, ordenes u otras acciones que entreguen información falsa sobre precios, demanda u oferta o al suministrar información falsa a través de algún medio de comunicación.

García et al. (2013) y Amundsen y Bergman (2006) destacan el papel que tuvo la implementación de los contratos forward en el mercado nórdico de energía ya que esto

llevó a un aumento de la oferta total y por ende a una reducción de los precios de la energía. Rothwell y Gómez (2003) dicen que cerca del 90% de las transacciones de Nord Pool en el 2003 se hicieron a través de contratos bilaterales. Lo anterior coincide con lo planteado por Ernst & Young y Enersinc (2016), quienes dicen que existen dos tipos de contratos físicos en Nord Pool que no son estandarizados y no tienen restricciones para firmarse. El primer tipo de contratos son los PPA que permiten a los generadores cubrir sus riesgos de mercado previo a la construcción de las generadoras y le asegura a los comercializadores el acceso a precios fijos de la energía. El segundo tipo de contratos son los OTC que son bilaterales; a pesar de esto se encuentran similitudes en los precios y la duración con los contratos estandarizados presentes en el mercado financiero. La principal diferencia entre los contratos estandarizados y bilaterales radica en que los últimos implican entrega física de energía.

Un aspecto importante a tener en cuenta de los contratos de Nord Pool es que su duración es hasta de 6 años, pero incluye contratos diarios, semanales, mensuales, trimestrales y anuales. Todo lo anterior concuerda con lo planteado por García et al. (2013, pg. 5) que dice que “el precio spot del Nord Pool es uno de los más bajos comparativamente con los otros mercados spot en Europa”. También se pueden entender los precios bajos teniendo en cuenta lo mencionado por Amundsen y Bergman (2006), quienes plantean que las empresas de los países nórdicos son conscientes que su deber es entregar servicios públicos, y por esto no incrementan los precios de la energía así tengan los incentivos para hacerlo.

En Nord Pool también existe un mercado financiero con características similares al de Inglaterra y Gales, sin embargo, los productos ofrecidos son diferentes. Según Ernst & Young y Enersinc (2016), se ofrecen tres tipos de productos financieros: contratos para cobertura del precio del sistema, cobertura del promedio del precio del sistema y cobertura de las diferencias entre el precio del sistema y el precio del área. Adicionalmente, en Nord Pool existen opciones put y call que le permiten a los agentes comprar (opción call) o vender (opción put) un contrato futuro de energía. Ernst & Young y Enersinc (2016, pg.311) dicen que “la opción put (call) es ejercida si el precio futuro en el mercado es menor (mayor) que el precio futuro pactado en la opción.”

2.3.3 California

Según Ernst & Young y Enersinc (2016), en California se creó una corporación sin ánimo de lucro en 1998, cuando se dio la reestructuración del mercado eléctrico en la región, llamada CAISO. Ésta se encarga de controlar la transmisión de la energía en la región y en una parte de Nevada. El texto de Ernst & Young y Enersinc (2016, pg. 397) también dice que aproximadamente un tercio de la energía consumida es importada “principalmente de dos fuentes: la zona del suroeste (Arizona, Nevada y New México) y la zona del Pacífico Noroeste (Oregon, Washington y British Columbia).” Según Ernst & Young y Enersinc (2016, pg. 398) en 2014 la energía en California vino de diversas fuentes: “gas natural (61%), energía nuclear (9%), hidroeléctrica (8%), eólica (7%), geotérmica (6%), solar (5%), biomasa (3%) y otros energéticos como el carbón y derivados del petróleo con un 1%.” De lo anterior se puede inferir que el mercado de California es altamente dependiente de energía producida con gas natural y eso hace que sea más vulnerable ante cambios en el precio del mismo.

Los datos entregados por Ernst & Young y Enersinc (2016) revelan que el 29% de la generación de energía en el mercado de California está a cargo de empresas públicas. Ernst & Young y Enersinc (2016) explican que la integración vertical en California es importante, al igual que en el resto de Estados Unidos, ya que el 47% de las empresas están integradas. Según Ernst & Young y Enersinc (2016) los usuarios de CAISO no realizan directamente las transacciones dentro del mercado eléctrico mayorista, sino que quien quiera comprar o vender energía lo debe hacer a través de coordinadores de programación (SC) que representan a los oferentes y demandantes.

Un aspecto importante a destacar en el mercado eléctrico de California es la importancia que le otorga el gobierno central a las actividades de planeación. Para esto existe la Comisión de Energía de California que según Ernst & Young y Enersinc (2016) busca promover la eficiencia del mercado eléctrico, desarrollar nuevos sistemas de generación de energía con recursos renovables y proyectar el consumo de energía por parte del Estado. Además existe un comité independiente de expertos que se encarga de supervisar el

mercado eléctrico de California y de dar recomendaciones para el buen funcionamiento de este mismo.

Los agentes del mercado eléctrico de California pueden pactar contratos estandarizados y bilaterales de compra y venta de energía. Estos últimos pueden ser de tipo OTC, a través de brokers o de plataformas electrónicas. La liquidación de estos contratos se puede realizar de forma independiente o los agentes pueden acudir voluntariamente a CAISO para registrar sus contratos de manera que la liquidación se haga junto con las demás transacciones centralizadas (Ernst & Young y Enersinc, 2016). Un aspecto muy importante que mencionan Ernst & Young y Enersinc (2016, pg. 413) con respecto a los contratos en el mercado eléctrico de California es que “las mismas plataformas en donde se transan contratos estandarizados ofrecen intermediación para la realización de contratos OTC, los cuales ya tienen unas características predefinidas como los precios y forma de entrega.” Por otro lado, “los contratos estandarizados utilizados en las plataformas de negociación electrónica son contratos de liquidación financiera e incluyen contratos de futuros y opciones” (Ernst & Young y Enersinc, 2016, pg. 413). Lo anterior implica que este mercado es similar, tanto en su funcionamiento, como en las ventajas que trae, a los mercados financieros descritos previamente. Es importante resaltar que los contratos de largo plazo en California se firman hasta con 10 años de anticipación.

2.3.4 PJM

PJM es un mercado eléctrico fundado en 1927 en Estados Unidos que se encarga de la transmisión de energía en toda una región y maneja el mercado mayorista en trece estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, Virginia del Oeste y el Distrito de Columbia (Ernst & Young y Enersinc, 2016, pg.363). Ernst & Young y Enersinc (2016, pg. 363) explican que “es un mercado competitivo de energía mayorista, considerado como el mercado eléctrico centralizado más grande del mundo.” Los datos entregados por Ernst & Young y Enersinc (2016, pg.364) para el año 2014 indican que los recursos utilizados para la generación fueron “carbón (44%), energía nuclear (34%), gas (17%), hidroeléctrica

(2%), eólica (2%) y otros combustibles como los residuos sólidos, el petróleo, la energía solar, con una participación total de (1%)”. En los mercados eléctricos de Estados Unidos tienden a coger cada vez más fuerza las energías renovables. La composición de la generación de energía en este mercado difiere en gran medida de la del mercado colombiano, sin embargo hay algunos aspectos del funcionamiento de este mercado que se podrían aplicar al MEM en Colombia.

Ernst & Young y Enersinc (2016) mencionan en su texto que el mercado de PJM no está muy concentrado y es aún un mercado competitivo, además la participación de empresas públicas es muy baja, tan solo del 1%, (como sucede en el resto de Estados Unidos). Adicionalmente el texto dice que al igual que en otros mercados eléctricos del país, las empresas tienden a ser integradas verticalmente; en PJM el 45% de las empresas lo están.

Los mecanismos de contratación en el mercado eléctrico PJM funcionan de manera similar, según Ernst & Young y Enersinc (2016), que los utilizados en el mercado de California. Las características principales son: los agentes del mercado eléctrico pueden pactar contratos estandarizados y bilaterales de compra y venta de energía (OTC, a través de brokers o de plataformas electrónicas) y los contratos se pueden liquidar de forma independiente o se pueden registrar. En este caso los contratos OTC también tienen los precios y la forma de entrega predefinidos.

Ernst & Young y Enersinc (2016) dicen que existe un programa diseñado para los creadores de mercado (Market Makers) ofrecido por NYMEX que busca dar incentivos a los agentes para que hagan ofertas de bajos costos transaccionales, dándoles preferencia para efectuar los intercambios. También explican que los contratos en PJM se pactan hasta con 10 años de anterioridad. Este mercado también permite la participación de agentes financieros para hacer coberturas y opciones. En el texto se menciona la existencia de un mercado de derechos financieros de transmisión (FTR) que permite a los agentes cubrirse frente a los riesgos del precio en el mercado del día antes, que se generan por la congestión de las redes de transmisión. “Los FTR brindan a los participantes del mercado una mejor certeza del

precio de entrega de energía a través de la red de transmisión” Ernst & Young y Enersinc (2016, pg.382)

Ernst & Young y Enersinc (2016) aclaran que los agentes pertenecientes a PJM están sometidos a las normas impuestas por la Comisión de Servicios Públicos (PUC) de los estados en donde se encuentren ubicados. Es decir, en cada estado existe una PUC diferente con un marco legal propio. Además en PJM la supervisión del mercado está a cargo de una empresa llamada Monitoring Analytics que es una entidad independiente encargada de “supervisar el cumplimiento de las reglas del mercado, vigilar el comportamiento de los agentes, evaluar el desempeño de los mercados, identificar fallas de diseño y otros problemas y recomendar soluciones” Ernst & Young y Enersinc (2016, pg.373).

2.3.5 Colombia

El mercado eléctrico en Colombia es altamente dependiente de las fuentes de generación hídrica. Según los datos de XM (2015) el 66.6% de la energía producida es generada por plantas hidroeléctricas, el 28.42% por plantas termoeléctricas (gas natural y carbón) y el restante por energías renovables como eólica, bagazo y generación en pequeñas hidroeléctricas. Ernst & Young y Enersinc (2016) explican que la alta dependencia del MEM en Colombia de la generación hidráulica produce dos efectos; el primero de ellos es una sobre oferta de energía en periodos lluviosos y el segundo es una alta vulnerabilidad del mercado eléctrico colombiano en épocas de sequía, como durante fenómenos de El Niño.

Entre el 2004 y el 2014 según los datos de Ernst & Young y Enersinc (2016), el crecimiento promedio anual fue del 2.9%. Ellos explican que el crecimiento estable se da porque en Colombia no hay estaciones y la tendencia creciente se debe al crecimiento económico del país durante ese periodo.

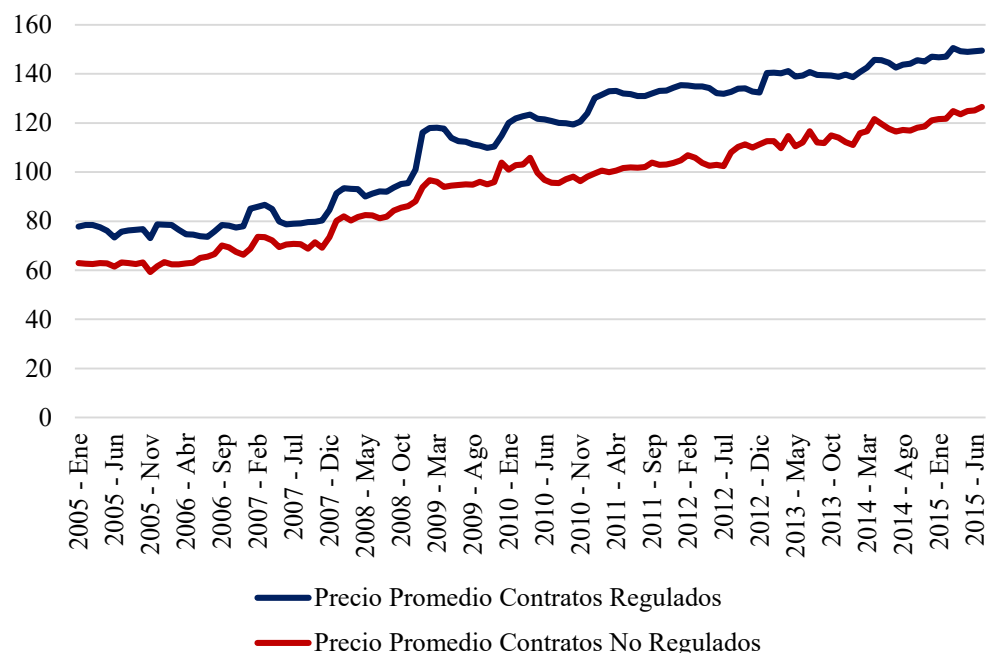
Un dato a tener en cuenta según Ernst & Young y Enersinc (2016) es la tendencia decreciente del uso de gas para la generación total de Colombia. Lo anterior se debe a la

incertidumbre que genera el desabastecimiento del gas en el país, principalmente debido a que no se han descubierto nuevos yacimientos y además a la reducción de la producción de gas en la Guajira. La tendencia decreciente en la generación a gas implica una mayor generación con carbón, más fuentes hídricas y combustibles líquidos.

En Colombia existen dos tipos de mercados de usuarios finales: el mercado regulado y el mercado no regulado. Acolgen (2017) define el mercado regulado (al que pertenecen la gran mayoría de consumidores) como aquellos usuarios industriales, comerciales y residenciales que consumen menos de 55 MWh al mes de energía y que son atendidos por el comercializador incumbente. Además la tarifa la define la CREG y se atienden todos los usuarios sin importar su nivel de consumo. Por otro lado, Acolgen (2017) explica que el mercado no regulado está compuesto por los usuarios que consumen 55 MWh o más al mes. Este tipo de usuarios, generalmente industriales, pueden negociar la energía directamente con el generador de acuerdo a sus necesidades.

El Gráfico 2 muestra los precios de los contratos para el mercado regulado y el mercado no regulado en Colombia entre Enero de 2005 y Mayo de 2015. En el gráfico se puede apreciar que los precios de los contratos firmados en el mercado regulado son mayores que los firmados en el mercado no regulado. Esto demuestra que hay una discriminación de precios por parte de los generadores, lo que se debe al poder de negociación con los clientes. García et al. (2017, pg. 7) explican que “además, se percibe un alto nivel de contratación, aproximadamente del 90% de la demanda comercial se transa por medio de estos dos mercados, justificado, en parte, a la integración vertical de las empresas generadoras y comercializadoras.”

Gráfico 2 Precios de los contratos en el mercado regulado y el mercado no regulado



Fuente: García, López, Marín, & Moncada, Funcionamiento el mercado eléctrico mayorista en Colombia: algunas consideraciones (2017)

Nota: el eje Y está medido en \$/kWh

Según Ernst & Young y Enersinc (2016, pg. 442) “cerca del 34% de la capacidad instalada de Colombia tiene propiedad y/o control público” lo que demuestra la alta participación que tiene el estado colombiano en el MEM. A pesar de lo anterior, el estado no planea la expansión del sistema de generación eléctrica, sino que son las empresas individualmente y bajo su propio riesgo las que toman estas decisiones con base a las señales que les da el mercado. En el mercado eléctrico colombiano el estado debe intervenir a través de regulaciones que incentiven la inversión debido a la presencia de fallas de mercado.

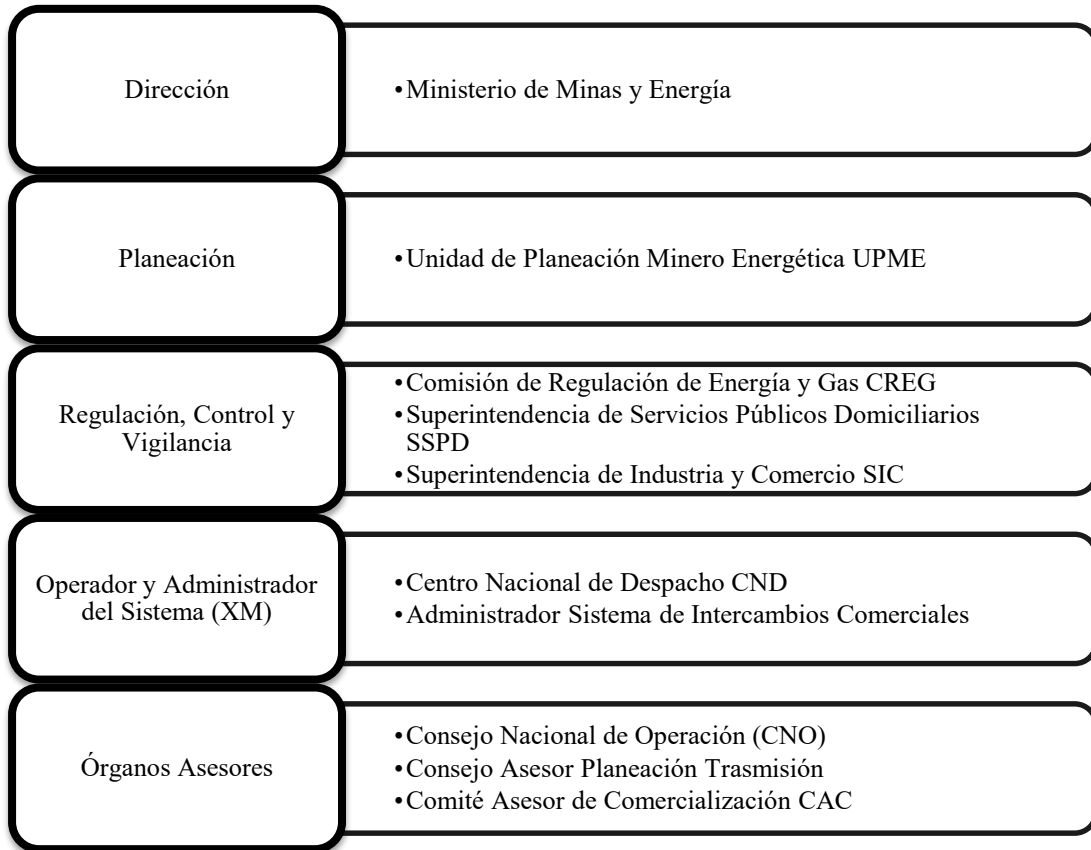
El cargo por confiabilidad es una de las medidas más importantes adoptadas por el regulador. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG y XM (2007, pg.1) definen el cargo por confiabilidad como “un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la

atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.” Ellos mismos explican que desde que se adoptó el esquema de cargo por confiabilidad, entraron en vigencia las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que son los compromisos que hacen los generadores para producir un monto de energía, en épocas de poco abastecimiento, de acuerdo con los activos de generación con los que cuente. Cuando el precio spot es mayor al precio de escasez determinado por la CREG, los generadores con OEF reciben el equivalente al precio de escasez durante el periodo de tiempo con poco abastecimiento de energía, si cumple con sus obligaciones, ya que la demanda paga únicamente este precio. Esta es una forma de proteger a los consumidores finales de aumentos drásticos en el precio de la energía.

Ernst & Young y Enersinc (2016) mencionan que actualmente el 43% de la generación de energía en Colombia está a cargo de empresas integradas verticalmente. Cabe resaltar que las empresas constituidas a partir de 1994 no podrán estar integradas verticalmente a menos de que sea combinando la comercialización con la generación o la distribución. Estudios realizados sobre los índices de concentración en el mercado colombiano demuestran que la propiedad de la generación de energía es concentrada. Lo anterior, sumado a la integración vertical presente en el MEM, aumenta los incentivos de las empresas para ejercer poder de mercado. Esto último concuerda con lo planteado por Wolak (2009) que dice que cuatro oferentes tenían incidencia en los precios spot y se podían beneficiar del aumento de estos mismos.

El Diagrama 1 muestra las instituciones que participan en las diferentes áreas del mercado eléctrico colombiano. La labor principal de estas instituciones es asegurar el cumplimiento de los objetivos principales del MEM que son, según Ernst & Young y Enersinc (2016), la confiabilidad del mercado, la calidad y la seguridad del servicio y la viabilidad financiera que permiten tener una mayor eficiencia en el mercado.

Diagrama 1 **Marco Institucional del MEM en Colombia**



Fuente: Elaboración propia

Información: Ernst & Young y Enersinc (2016)

Amador (2016) explica que en el mercado colombiano existen dos tipos de compra y venta de energía entre generadores y comercializadores. El primero de ellos es a través de la bolsa de energía donde hay un precio único para todos los agentes que cambia hora a hora. El segundo es a través de contratos bilaterales OTC, donde los compradores y vendedores negocian libremente las condiciones del contrato, que debe tener una duración superior a un día pero puede pactarse por meses o años.

Según García et al. (2013) en el mercado colombiano existen tres tipos de contratos OTC: pague lo contratado, donde el comprador debe pagar, independiente de su consumo, el monto de energía pactado en el contrato; pague lo demandado, que implica únicamente el

pago de la energía que consuma el comprador y por último pague lo generado, en el que los compradores se comprometen a pagar toda la energía generada por el vendedor. Los contratos firmados se deben reportar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) quien los registra para luego calcular si la energía despachada cumple con lo pactado a través de contratos o si es necesario recurrir a la bolsa.

A pesar de los intentos que ha habido para implementar contratos anónimos y estandarizados en el mercado colombiano a través de plataformas financieras, el mercado de contratos en Colombia no ha sufrido cambios importantes desde su implementación, como lo explican Ernst & Young y Enersinc (2016). De acuerdo a lo planteado por Wolak (2009), uno de los intentos que no ha prosperado es el Mercado Organizado para la Demanda Regulada (MOR) que propuso la CREG en su documento 065 de 2006 para que los comercializadores adquirieran la energía para abastecer a los usuarios regulados. El principal objetivo de este mercado es proteger a los agentes del MEM (generadores, comercializadores y usuarios finales) de la volatilidad de los precios en el mercado spot. La CREG (2008, pg.12) explica que “en este mercado las transacciones serán realizadas mediante un mecanismo de subasta de forma centralizada y estandarizada. Los comercializadores que representan la demanda regulada, participarán de forma obligatoria y los generadores de forma voluntaria”.

Peter Cramton fue contratado por la CREG para diseñar la subasta del MOR y estudiar el producto definido en la propuesta inicial de la CREG. Cramton (2007) recomendó a la CREG el uso de un único producto para atender el mercado regulado. CREG (2008, pg. 14) basado en la propuesta que se hizo en 2006 y en las recomendaciones hechas por Peter Cramton propuso “transar un producto único, estándar, de tipo financiero con modalidad pague lo contratado y de tamaño de 1 MWh-día con distribución horaria igual a la de la curva de carga del Sistema Interconectado Nacional y cuya duración será de un año.”

3. RESULTADOS

Al comparar los mercados eléctricos estudiados previamente, se encuentran algunos aspectos que, de implementarse en el mercado colombiano, podrían mejorar sustancialmente su funcionamiento. A continuación se describirá cada uno de ellos.

3.1. Contratos estandarizados: De acuerdo a Harbord (2016) la implementación de estos contratos trae múltiples beneficios como mayor liquidez y transparencia del mercado, reducción de los costos transaccionales, mitigación del poder de mercado en el mercado de bolsa y reducción y diversificación de riesgos. En Colombia hasta el momento no se han implementado este tipo de contratos aunque ha habido varios intentos para hacerlo, como por ejemplo en el MOR. Al estudiar los diferentes mercados de otros países, se encuentra que la implementación de este tipo de contratos ha concordado con lo planteado por Harbord (2016). Por ejemplo en Nord Pool la implementación de contratos estandarizados aumentó la oferta de energía que por ende generó una disminución en los precios. Como consecuencia de lo anterior, Nord Pool es hoy en día el mercado con el menor precio spot entre los mercados europeos.

También se encuentra que al implementar este tipo de contratos en los diferentes mercados han disminuido los incentivos de las empresas para ejercer poder de mercado. En Colombia, se espera que al implementar contratos estandarizados se disminuya la discriminación de precios entre el mercado regulado y no regulado. Finalmente, se halla que a pesar de que el Mercado de Energía Eléctrica en Colombia se basó en el de Inglaterra y Gales, no se han hecho modificaciones para incluir los contratos estandarizados y OTC que se utilizan actualmente en el Reino Unido. Esta puede ser una de las razones por las que el funcionamiento de los dos mercados no es el mismo, sumada a las diferencias en las fuentes de generación.

3.2. Mayor planeación por parte del estado: En Colombia se encontraron diversas pruebas que demuestran la falta de planeación por parte del estado en el mercado eléctrico. El problema más grave durante el último fenómeno de El Niño fue el desabastecimiento del

gas en el país. Lo anterior estuvo relacionado con decisiones equivocadas por parte del gobierno central, cuando se entregaron cantidades muy elevadas de gas a Venezuela con el compromiso de devolverlas más tarde y que debido a las condiciones socio-económicas por las que atraviesa el vecino país, no cumplió con su parte del pacto. Adicionalmente, se encontró que el estado no participa en las decisiones de expansión del sistema de generación, sino que son las empresas las que toman estas decisiones independientemente y bajo su propio riesgo, basándose en el comportamiento del mercado. Además, la generación eléctrica del país depende en gran medida de muy pocas empresas (de acuerdo a lo planteado por Harbord (2016), EMGESA y EPM cuentan con más del 40% de la capacidad instalada del país).

3.3. Evitar conflictos de interés: En Colombia alrededor del 34% de la capacidad instalada pertenece al estado, lo que genera conflictos de interés, puesto que estas empresas entregan sus utilidades al gobierno y entre más altas sean, mayor presupuesto tendrán las entidades gubernamentales. Lo anterior implica que aunque en teoría el gobierno debería preocuparse por la formación eficiente del precio en el mercado eléctrico, que implica menores precios para el consumidor final, la necesidad del gobierno de recaudar mayores utilidades lo desvía de su labor.

3.4. Mayor diversidad de fuentes de generación: Los datos muestran que la generación eléctrica en Colombia depende en gran medida, el 66.6% según los datos de XM (2015), de las plantas hídricas. Durante el último fenómeno de El Niño, esta pudo ser la principal causa de la disminución en los niveles de contratación de largo plazo, ya que los generadores pensaban que si se contrataban podrían quedar sobre contratados y además expuestos al riesgo de bolsa que para ese entonces era mayor. Esto se debe a que el precio marginal se estaba fijando con el precio del gas (que es mayor que el costo de la generación hidráulica y además estaba afectado por el desabastecimiento del gas). Por esta razón, los generadores tenían una percepción del riesgo mayor, por lo que estaban dispuestos a ofrecer los mismos contratos a un mayor precio o menos contratos al mismo precio. Es decir la reducción en los niveles de contratación la generó la oferta más no la demanda.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados encontrados en la sección anterior se llegó a unas conclusiones y recomendaciones que de ser aplicadas al mercado eléctrico colombiano podrían evitar que se repita lo ocurrido durante el último fenómeno del niño en Colombia.

4.1. Contratos estandarizados: se recomienda la implementación del Mercado Organizado para la Demanda Regulada (MOR) planteado por la CREG, puesto que es una propuesta que ya está consolidada para implementar contratos estandarizados en el mercado. Según la CREG (2008) los consumidores y los comercializadores se beneficiarían de la implementación del MOR al protegerse de los cambios en los precios de la energía en el mercado spot. Para los usuarios regulados esto significa una mayor estabilidad en el precio de los servicios de energía. Es importante tener en cuenta que para que la formación de precios sea eficiente en el MOR debe haber competencia en la oferta. La CREG (2008) propone que el funcionamiento del MOR sea centralizado y a través del MEM y que las obligaciones y derechos que se generen hagan parte de la normatividad, para así facilitar la regulación por parte del gobierno.

Es de vital importancia que el periodo de planeación del producto no sea ni muy largo ni muy corto, pues esto afecta los niveles de incertidumbre de los agentes, que inciden fuertemente los precios de los contratos. Por ejemplo, si el periodo de planeación es muy corto, habrá menor incertidumbre, permitiéndole así a los vendedores conocer si habrá una condición climática crítica durante el periodo a contratar. Esto se refleja en sus niveles de oferta, lo que implica que ni la demanda ni la oferta se están protegiendo de las variaciones de precios. Otro aspecto del MOR importante a destacar es que existe un precio único de oferta para todo el año que es el precio ponderado de los precios de los diferentes sub-periodos, lo que permite una diversificación del riesgo ya que las valoraciones en cada uno de los sub-periodos pueden cambiar de acuerdo a la situación climática del momento. La CREG (2008, pg. 32) recomienda que “los productos del MOR abarquen al menos un periodo de invierno y un periodo de verano, para no trasladar cambios significativos de un mes específico a la demanda.”

Cabe resaltar que el mal funcionamiento del mercado de contratos durante el último fenómeno de El Niño no se puede atribuir únicamente a la falta de contratos estandarizados, porque estos no han estado siempre presentes y el mercado ha funcionado relativamente bien. Sin embargo, es claro que la implementación de estos traería mejoras al funcionamiento del mercado eléctrico, ya que, entre otros beneficios, permitiría la participación de agentes financieros, que de acuerdo a lo estudiado en los demás mercados eléctricos, aumentaría la liquidez del mercado. Así mismo es claro que el mercado no puede funcionar únicamente con contratos estandarizados, sino que debe haber una mayor flexibilidad para los agentes en algunos casos. Por ejemplo en el mercado de California, hay un tipo de contratos semi-estandarizados de tipo OTC con precios y forma de entrega establecida que pueden ser aplicables al mercado eléctrico colombiano.

4.2. Planeación por parte del estado: una solución importante para evitar futuros desabastecimientos de gas es que el estado invierta en el gasoducto para que se pueda transportar el gas entre las diferentes regiones del país. Adicionalmente, se recomienda una mayor intervención del estado en las decisiones de los aumentos en la capacidad instalada, no solo en la cantidad sino también en la forma de generación. El estado debería dar incentivos a nuevas empresas generadoras para entrar en el mercado eléctrico con formas alternativas de generación, ya que en períodos críticos de sequía, el precio de la energía lo define el precio de los combustibles sustitutos. La idea es buscar el combustible con el menor precio para disminuir la volatilidad de los precios durante fenómenos climáticos. Un aspecto que puede adaptarse del mercado de Inglaterra y Gales que puede ayudar a lograr una mayor eficiencia en los precios de la energía en Colombia es el equipo de vigilancia del mercado con el cual se monitorean diariamente los precios de la electricidad y del gas.

Adicionalmente, es importante mejorar el control por parte del estado al mercado eléctrico colombiano, para lo cual se necesita monitorear de forma constante el MEM. Algo que no debe repetirse en futuras ocasiones es la falla del cargo por confiabilidad. A pesar de que el gobierno cumplió con su parte al entregar dineros para el mantenimiento de las termoeléctricas para que operaran en los momentos que el precio del mercado superara el precio de escasez, hubo falta de control por parte del gobierno al no vigilar que las

termoeléctricas efectivamente hicieran mantenimiento a sus generadoras. Esto llevó a que en el momento que se necesitó su generación, las termoeléctricas fallaron y agudizaron aún más la crisis. Otra forma de monitoreo y control que se puede aplicar en el mercado colombiano es una que se utiliza en Inglaterra y Gales. Allí hay un mecanismo de control llamado “Secure and Promote” que obliga a las empresas generadoras a responder a las solicitudes de compra de energía. En caso de tener energía debe responder la oferta y en el caso de no tenerla debe entregar razones válidas para no hacerlo.

4.3. Conflictos de interés: para lograr un mejor funcionamiento del mercado eléctrico en Colombia, se considera importante incentivar la participación de nuevas empresas privadas. Se recomienda disminuir la participación pública en las empresas del sector eléctrico con el fin de guiar los esfuerzos del estado hacia una formación eficiente de precios mediante sus funciones de monitoreo y control.

Hoy en día un gran porcentaje de la capacidad instalada está en manos de muy pocas empresas, lo que hace que los precios sean mayores debido al poder de mercado de estas mismas. A pesar de ser algo aplicable en el largo plazo, el ingreso de nuevas empresas generadoras permitiría reducir los precios de los consumidores finales.

4.4. Mayor diversidad de fuentes de generación: Otra de las principales razones encontradas para el mal funcionamiento del mercado eléctrico en Colombia durante el último fenómeno de El Niño es la alta dependencia de las fuentes de generación hídricas. Se recomienda incentivar el uso de fuentes de generación alternas que ayuden a disminuir la vulnerabilidad del mercado ante fenómenos climáticos. En Colombia durante los fenómenos de El Niño, el precio de la energía se forma con el precio de los combustibles térmicos sustitutos. Se recomienda buscar la fuente de generación térmica más económica que sea viable para el país. Una opción es el carbón que permite generar energía a precios muy bajos pero que presenta dificultades por las altas emisiones de CO_2 que genera. Por esto último esta fuente de generación está restringida en algunos acuerdos ambientales. A pesar de esto, se encontró que es una fuente de generación muy utilizada en algunos de los

países analizados (en PJM representa el 44% de la generación y en Inglaterra y Gales el 30%).

Adicionalmente, es importante implementar fuentes de generación renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa, etc.) como lo han hecho otros países. Como se puede observar en el gráfico 1, todos los mercados eléctricos excepto el colombiano, utilizan fuentes de generación renovables dentro de las cuales están las no convencionales. Se destaca que en California las fuentes de generación renovables son las segundas más representativas, ayudando así a contrarrestar el efecto ambiental negativo causado por su principal fuente de generación (combustibles fósiles).

BIBLIOGRAFÍA

Acolgen. (2017). *Acolgen - Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*. Obtenido de Cómo funciona el Mercado: <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-mercado#mercado-regulado>

Amador, C. (Abril de 2016). Mercado Eléctrico en Colombia. *EPM*. (M. Ortiz Echavarría, & N. Londoño Aristizabal, Entrevistadores) Medellín, Antioquia, Colombia.

Amundsen, E., & Bergman, L. (2006). *Why has the nordic electricity market worked so well?* University of Bergen, Department of Economics.

Bedoya, F. J. (Abril de 2016). Bolsa de Energía. *EPM*. (M. Ortiz Echavarría, & N. Londoño Aristizabal, Entrevistadores) Medellín, Antioquia, Colombia.

California Energy Commission. (Mayo de 2016). *ca.gov*. Obtenido de Electric Generation Capacity & Energy: http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/electric_generation_capacity.html

Canessa, R. (2016). *Técnicas de trading*. Recuperado el 28 de Febrero de 2017, de Diferencia entre los contratos forwards y de futuros: <http://www.tecnicasdetrading.com/2013/03/diferencia-contratos-forwards-futuros.html>

- Cramton, P. (Agosto 2007). *Product Design for Colombia's Regulated Market*.
- CREG. (Abril de 2016). *Características generales del Mercado Mayorista*. Obtenido de Transacciones en el MEM: Contratos bilaterales: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm
- CREG. (2008). *Mercado Organizado para la Demanda Regulada (MOR)*.
- Ernst & Young y Enersinc. (2016). Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. *Producto 4*. Bogota, Colombia.
- Fabra, N., & De Frutos, M. A. (2008). *On the impact of forward contract obligations on multi-unit auctions*. Centre for Economic Policy Research, Londres.
- Garcia Rendon, J., & Perez Botero, S. (2005). Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía* (20), 142.
- Garcia, J. J., Bohorquez, S., Lopez, G., & Marin, F. (2013). *Poder de Mercado en Mercados Spot de Generación Eléctrica: Metodología para su análisis*. Universidad EAFIT, Economía y Finanzas. Medellín: Universidad EAFIT.
- Garcia, J. J., Lopez, G., Marin, F., & Moncada, J. (2017). *Funcionamiento el mercado eléctrico mayorista en Colombia: algunas consideraciones*. Universidad EAFIT, Departamento de Economía.
- Garcia, J. J., Lopez, G., Marin, F., & Moncada, J. (2015). *Veinte Años De Funcionamiento Del Mercado Eléctrico Mayorista En Colombia: Algunas Reflexiones*. Center for Research in Economics and Finance (CIEF). Working Papers, No. 15-20.
- Gonzalez, R. (02 de Julio de 2015). *Twenergy*. Recuperado el 28 de Febrero de 2017, de ¿En que consiste el mercado a futuros de la electricidad?: <https://twenergy.com/a/en-que-consiste-el-mercado-a-futuros-de-la-electricidad-1302>
- Harbord, D. (4 de Octubre de 2016). CREG Expert Panel on Colombian Energy Market Reform. Colombia.
- IEA. (2016). United Kingdom - Energy System Overview.

Ilyukhin, S. (28 de Abril de 2016). Maintaining electricity security across the Nord Pool market. Obtenido de <https://www.iea.org/media/workshops/2016/esapworkshopvii/Ilyukhin.pdf>

Lopez, I. (2017). *Expansion*. Recuperado el Febrero de 2017, de Contrato de futuro: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/contrato-de-futuro.html>

Ministerio de Minas y Energia, CREG y XM. (2007). ABC Cargo por Confiabilidad. Colombia.

Monitoring Analytics, LLC. (3 de Octubre de 2016). State of the Market Report for PJM. *Volume 2: Detailed Analysis* .

Reitzes, J., Pfeifenberger, J., Fox-Penner, P., Basheda, G., Garcia, J., Newell, S., y otros. (2007). *Review of PJM's market power mitigation practices in comparison to other organized electricity markets*. The Brattle Group.

Rothwell, G., & Gomez, T. (2003). *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. Estados Unidos: Wiley-Interscience.

Villareal, J. E., & Cordoba, M. J. (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector electrico en Colombia. *Ingenieria e Investigacion* , 28 (3), 105-115.

Wolak, F. A. (2009). *Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry*. Stanford University, Department of Economics, Stanford, California.

XM. (2016). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2015. . Colombia.

XM. (2015). *Oferta y generacion*. Recuperado el 28 de Febrero de 2017, de Capacidad efectiva neta: <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/2-6-Capacidad-efectiva-neta.aspx>