

# REVISIÓN INSTITUCIONAL DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA DE COLOMBIA

---

Un Informe para el Banco Interamericano de  
desarrollo

Mayo 22 de 2017

## Fernando Barrera Rey



+34913432370



+34664471051



[fernando.barrera@frontier-economics.com](mailto:fernando.barrera@frontier-economics.com)

---

El grupo Frontier Economics se compone de dos sociedades independientes, Frontier Economics Limited (registrada en el Reino Unido) y Frontier Economics Pty Limited (registrada en Australia). Ambas sociedades son de propiedad independiente y los compromisos jurídicos contraídos por una sociedad no imponen obligaciones a la otra sociedad del grupo.

# CONTENIDO

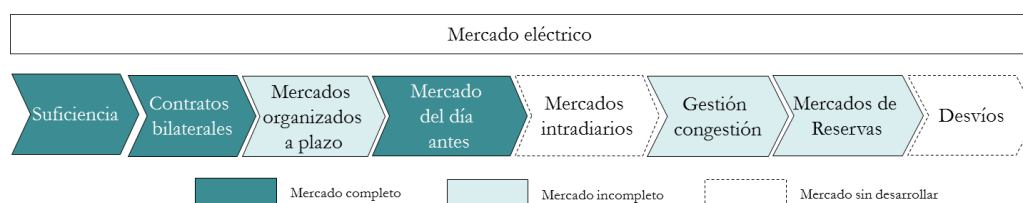
Resumen Ejecutivo	4
<b>1 Manifestación del problema institucional</b>	<b>16</b>
1.1 Modificación del diseño de mercado	17
1.2 Retrasos en las revisiones tarifarias	20
1.3 Política energética	23
1.4 Conclusión	26
<b>2 Modificaciones al MEM</b>	<b>27</b>
2.1 Períodos de reformas al MEM	27
2.2 MEM 1.2 Control ex ante al poder de mercado	32
2.3 El Niño 2009-10	37
2.4 El Niño 2015-16	43
2.5 Conclusión	55
<b>3 Origen de los problemas institucionales</b>	<b>58</b>
3.1 Lógica del modelo institucional actual	58
3.2 Falta de credibilidad del resultado del mercado	60
3.3 Debilidades del reparto de funciones	73
3.4 Efectividad del Cuerpo Colegiado	73
3.5 Rendición de cuentas	88
3.6 Conclusiones	93
<b>4 Propuestas de mejora institucional</b>	<b>95</b>
4.1 Coordinación	96
4.2 Política Energética	99
4.3 Regulación	107
4.4 Competencia	113
4.5 Operación	114
4.6 Mercado (OMEP)	114
4.7 Vigilancia y Control	115
<b>5 Implantación de las propuestas</b>	<b>119</b>
5.1 Índice de medidas	119
5.2 Hoja de Ruta	120
<b>Anexo A Planes estratégicos.....</b>	<b>122</b>

## RESUMEN EJECUTIVO

Este estudio es un análisis institucional del Mercado de Energía Mayorista, MEM, de Colombia en el período 1995-2016 con especial énfasis en los períodos críticos, fenómenos del Niño, de 1997-98, 2009-10 y 2015-16. Mientras que los estudios sobre el diseño de mercado que han emprendido para el Departamento Nacional de Planeación Ernst & Young (2015-6), Oren y García (2016), McRae y Wolak (2016) y la consultoría de la Dra. Angela Cadena para el BID se centran en las medidas necesarias para corregir/completar el MEM, este estudio se centra en el funcionamiento del ordenamiento institucional establecido, primordialmente, en la Ley 143 de 1994. Nuestro análisis busca comprender la paradoja de por qué el diseño del MEM se cambia en los períodos críticos sin que se profundice su diseño y en proponer algunas medidas que permitan que el diseño de mercado finalmente adoptado sea coherente con la *economía política* del sector.<sup>1</sup>

A la fecha, el Mercado de Energía Mayorista ha cumplido casi 22 años (mayo de 2017) y permanece, primordialmente, inalterado. Aunque ha habido algunos cambios importantes respecto al modelo original—p.e. la modificación del algoritmo de casación y la introducción del mercado de confiabilidad—es posible afirmar que el diseño original nunca se completó. De esta manera—ver Figura abajo—a pesar de haber transcurrido más de 21 años desde su lanzamiento, no se han completado la secuencia de mercados eléctricos necesarios en cualquier diseño mientras que se han perdido parte importante de las señales económicas de congestión de red.

**Figura 1. Secuencia de mercados**



Fuente: autor

La falta de profundización del modelo original no significa que el reglamento de operación haya permanecido inalterado a lo largo del tiempo sino que se modifica y se revierte. Así, el reglamento de operación se ha modificado en múltiples oportunidades y en lapsos de tiempos muy breves como lo han sido los Niños de 1997-98, 2009-10 y 2015-16. Son tan importantes las modificaciones que, en la actualidad, existe un mecanismo paralelo al

<sup>1</sup> En Colombia, de manera recurrente, se comenta que existen demasiados mecanismos de control (ambiental, social, etc.) que impiden que se desarrollen obras de infraestructura en el sector. Sin negar la importancia de estos temas para el desarrollo del sector entendemos que involucra aspectos jurídicos y constitucionales que exceden el ámbito del estudio. Nuestro estudio está orientado a entender, analizar y modificar, de ser necesario, las funciones institucionales de la Ley 143 de 1994.

mercado conocido como el Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

## Manifestación del problema institucional

Consideramos que esta situación de cambio, reversión al modelo considerado inadecuado y, además, existencia de un mecanismo administrado de operación no corresponde a lo que debe ser un mercado liberalizado de energía. Los modelos de mercado son para todo momento (valle y punta) y no requieren diferencias entre períodos de escasez y abundancia. Es extraño que el mercado, si está bien hecho, necesite modificaciones en las crisis pero es más extraño que, si se necesitaron en la crisis, éstas se reverseen al pasar el evento crítico.

Esto motiva dos preguntas obvias:

- Si las medidas son las apropiadas – ¿por qué se revierten?
- Si las medidas se revierten – ¿por qué se adoptan?

Pero también; dado que existe un diseño de mercado con un cargo por confiabilidad diseñado para las situaciones de escasez:

- ¿Se necesita un Estatuto semi-administrado de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRDA)?
- ¿Funciona mal el cargo por confiabilidad que hace el ESRDA se requiera?

Es evidente que la necesidad de cambiar o tener un mecanismo administrado es la aceptación de que el marco regulatorio no convence a las autoridades y, en ese caso, es muy difícil que convenza a los agentes del mercado. Este informe pretende dar respuesta a estas preguntas que no son meramente regulatorias sino que son asuntos de índole institucional. No es que no se sepan resolver los problemas sino que no se resuelven bien o si lo hacen no convencen a las autoridades.

Así, hemos encontrado que los dos principales problemas en el diseño del mercado del año 2009-10—el transporte de gas para las térmicas del interior y el suministro para las de la Costa—y del año 2015-16—el mal diseño del precio de escasez—correspondían a problemas identificados tiempo atrás. Y la identificación había aportado soluciones claras. Esto sugiere que no es que sea imposible diseñar un mercado de energía competitivo en Colombia sino que las medidas no se consideran con un criterio de largo plazo o un criterio integral.

La falta de un criterio integral—análisis integral de riesgos—es clara en el problema del suministro de gas pero también afecta a la política energética en general. A pesar que nuestro énfasis se presenta en el diseño del MEM, encontramos que la desconfianza en la operación del MEM encuentra eco en dos asuntos adicionales:

- Falta de coordinación entre políticas energéticas a lo largo del tiempo; y
- Modelos de regulación de las redes.

Hemos podido constatar que las revisiones regulatorias de Colombia son procesos lentos, poco frecuentes y en ellas se suelen modificar los objetivos de la regulación. El proceso de expedición de las fórmulas tarifarias es muy contencioso y el resultado es que los usuarios, por las demoras, no se benefician de las ganancias de eficiencias de las empresas que, en consecuencia, las pueden retener por más tiempo que el previsto en la Ley 142 de 1994 (5 años).

Como se ha adelantado encontramos que la identificación de los problemas parece ocurrir con suficiente antelación. Así, nuestra revisión de los Planes Energéticos Nacionales confirma la identificación temprana de medidas muy importantes para completar el mercado como la respuesta de la demanda, la estandarización de contratos, etc. Sin embargo, su falta de implementación sugiere un divorcio entre los planes (a lo largo del tiempo) y su ejecución. Parece existir una falta de seguimiento de los planes así como fallas en la configuración de la metodología “motivación-objetivos-metas-instrumentos” que, habitualmente, conforma la política energética.

Encontramos que la motivación de la política energética debería proceder de fallas del mercado pero que algunas de estas fallas están mal identificadas, otras no son particulares al sector (y deberían por tanto enmarcarse en el Plan Nacional de Desarrollo que, a su vez, presenta incoherencias con el Plan Energético Nacional, PEN), que los objetivos de política energética no han logrado posicionarse en el tiempo, que los múltiples objetivos no se plasman en metas específicas y que en la elección de instrumentos hay descoordinación institucional (ver Sección 1).

El problema institucional está relacionado con la facilidad con la que se pueden cambiar los marcos regulatorios y los efectos que ello conlleva. Los diferentes cambios regulatorios en el diseño del MEM (documentados en la Sección 2) se plasman en un modelo incompleto e inconsistente con el diseño original. Pero, también, los múltiples cambios metodológicos son resistidos en los sectores regulados lo cual produce retrasos sustanciales.<sup>2</sup>

## Razones del problema institucional

El esquema institucional colombiano se basó en la división de funciones entre diferentes instituciones sectoriales lo cual requiere, para un apropiado funcionamiento, un esfuerzo integrador que no siempre se produce en la

---

<sup>2</sup> Los cambios en el MEM son de fácil implementación por la urgencia asociada al racionamiento mientras que en los sectores regulados la urgencia es menos importante. Las múltiples propuestas regulatorias—aunque no se abordan temas fundamentales como la información o la adopción de una contabilidad de costos reales—sufren retrasos. Algunos retrasos son el resultado de múltiples cambios en el Ejecutivo que afectan a la CREG pero otros son debidos a cambios en los objetivos o instrumentos de la regulación o al proceso de adopción de la regulación.

práctica.<sup>3</sup> Al no haber coordinación surgen invasiones de competencia y un producto final inadecuado como los problemas de diseño de mercado, política energética y regulación de redes, señalados arriba, demuestran.

Así, se observan tres cosas: primero, diversos episodios de invasión de funciones (ya sea por inacción de la parte invadida o fortaleza de la parte invasora), segundo, creación de mecanismos ad hoc de coordinación (el Niño 1997-98 se coordinó con MME/CREG/CNO/CND, el Niño 2009-10 con el MME/XM/CACSSE—con cierta reticencia de la CREG—y el Niño 2015-16 con MME/CREG/Gremios). Tercero, una muy lenta profundización y mejora del diseño de mercado resultando, en cambio, en múltiples modificaciones en torno a los mismos temas (p.e. confiabilidad y el Mercado Organizado Regulado).

Tras analizar las decisiones y el modus operandi de las instituciones encontramos que hay varias razones por las que se encuentran pocas señales estables de largo plazo en la regulación colombiana. Estas razones las hemos dividido en los siguientes tres temas (ver Sección 3):

- Falta de credibilidad en los resultados de mercado;
- Debilidades asociadas al reparto de funciones; y
- Debilidad en la rendición de cuentas.

## Credibilidad en el mercado

Un mercado funciona bien cuando no hay excesivo poder de mercado y cuando las acciones individuales llevan a un resultado óptimo en su conjunto. En Colombia podemos apreciar, por las discusiones y motivaciones de las decisiones regulatorias, cinco temas que llevan a las autoridades a desconfiar de los resultados de la competencia:

- Existencia de poder de mercado;
- Falta de información confiable;
- Posible existencia de riesgo sistémico;
- Problemas de índole financiera en la determinación de OEFs; y
- Excesiva centralización del MEM.

El problema de poder de mercado es normal en muchos mercados eléctricos pero, al contrario que en otros mercados liberalizados, la percepción del problema de suficiente presión competitiva en Colombia no ha disminuido. Las autoridades han sido estrictas en el análisis de concentraciones vía fusiones pero los resultados del mercado en los eventos de escasez y las

---

<sup>3</sup> En un mercado las labores especializadas se complementan para alcanzar el producto porque el mecanismo de precios y contratos lo permite pero en el entorno institucional se requiere una labor de coordinación que lleve a cabo alguna institución. En el modelo que proponemos la política energética es el ente coordinador de todas las instituciones más unos mecanismos de colaboración determinados ex ante. En la Ley 143 de 1994 no era evidente cuál era el mecanismo de coordinación de todas las entidades especializadas.

medidas tomadas, en esas fechas, señalan una gran desconfianza en los incentivos y el comportamiento de los generadores. A lo largo del tiempo se han tomado distintas medidas para controlar el poder de mercado pero la sensación que los agentes pueden manipular el precio de Bolsa es generalizada y la CREG ha propuesto medidas de monitoreo y control de los precios que no han sido llevadas a la práctica. El último Niño también—ver McRae y Wolak (2016)—permitió observar episodios de precios alejados de los fundamentales de mercado y el efecto de una discontinuidad en las ofertas y la posición contractual/OEF que modifican la formación de ofertas de producción.

El problema de poder de mercado también se complica por la información y, en especial, con la impresión que los parámetros reportados de los embalses no corresponden con sus características reales. Las pocas ocasiones en las que se ha operado con un embalse agregado tan bajo como el del pasado fenómeno del Niño aunado a los cambios de parámetros declarados durante el evento han puesto dudas razonables a la capacidad de operación de algunas centrales hidráulicas en situaciones muy críticas. Es obvio decir que un esquema de confiabilidad para un regulador averso al riesgo de racionamiento requiere un estándar de información más alto que el existente.

Las medidas tomadas, adicionales al cargo por confiabilidad, pueden entenderse como que el riesgo de racionamiento es superior para las autoridades que para los agentes. Es decir, que el riesgo percibido por un agente es menor que el riesgo del sistema (costo de racionamiento) y esto requiere alguna clase de intervención administrativa (estilo mínimos operativos). En esto es un hecho que el valor y la metodología del costo de racionamiento suscitan muchas dudas pero también surgen dudas sobre la asignación de riesgos en los contratos bilaterales.<sup>4</sup>

Los marcos regulatorios tienden a socializar los riesgos de crédito de las partes mientras que los mercados financieros los imputan a las partes. Esto es muy claro en las OEFs que, al ser concebidas como un producto de confiabilidad, han ignorado el aspecto de cobertura de precios y la necesidad de ajustar sus garantías (mark to market) a la evolución de los precios. La inexistencia de garantías financieras para cumplimiento de las OEFs y la creencia que no son un producto financiero cuando hay un bajo precio de escasez generaron muchas dificultades en el pasado Niño y crearon bajos incentivos de cumplimiento. Es inusual que un producto financiero no tenga regulación de prudencia financiera la cual no es una competencia o expertise evidente en un regulador sectorial como la CREG.

La falta de expertise financiera (pero también económica) está relacionada con la composición de los expertos y con que el perfil de los expertos comisionados no ha cambiado en el tiempo. Un sector como el eléctrico ha

---

<sup>4</sup> Desde el 2015, la UPME ha desarrollado una metodología para la estimación del costo de racionamiento que, entendemos, debe ser aprobada por la CREG. A la fecha, 22 años desde la creación del mercado, no hay una estimación del costo de racionamiento. Hubo una re-evaluación de la indexación que lo ha subido sustancialmente pero sin analizar el nivel del CR. La adopción de un valor de CR asociado con la realidad colombiana tiene una importancia difícil de subestimar.



sido tradicionalmente gestionado por especialistas en ingeniería pero se esperaba que con la liberalización este perfil cambiara a las ciencias económicas/financieras. Sin embargo, hoy día, se cuenta con una alta participación de ingenieros con especialización en economía y poca especialización en temas económico-financieros. Ante un diseño originalmente muy centralizado aquejado de problemas de coordinación y en una tendencia a utilizar reglas, habitual en la formación ingenieril, y no incentivos, habitual en la formación económica, el MEM se ha vuelto muy centralizado. Hoy día existe un esquema coordinado de entrada por medio de las subastas de confiabilidad, un pool obligatorio, contratos bilaterales despachados centralmente y sendas propuestas de un Mercado Organizado para el Mercado Regulado donde, en algunas propuestas, también participarán los usuarios no regulados.

## Debilidades en el reparto de funciones

Si no se confía en el resultado de mercado porque los precios no brindan los incentivos a los agentes es normal que se pasen a las variables físicas como el Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento o a las múltiples intervenciones. Pero la desconfianza no explica, por sí sola, los errores en la adopción de ciertas normas o la falta de un análisis integral de los problemas. Para poder explicar la falta de coordinación nos toca remitirnos al reparto de funciones y a la efectividad relativa de las instituciones.

Aquí encontramos varios problemas de diseño de instituciones:

- Baja efectividad del cuerpo colegiado de la CREG;
- Una distribución compleja de las funciones de competencia entre la CREG, la SSPD y la SIC;
- Una amplia distancia entre la regulación y los resultados (y operación) del mercado;
- La creación de una CREG fuerte en un entorno institucional menos fuerte; y
- Un modelo incompleto de Operador del Sistema.

La CREG es un cuerpo colegiado mixto: un órgano ejecutivo y los miembros, no ejecutivos, del gobierno. Junto con la reelección de expertos la asimetría de información entre los miembros ejecutivos/no-ejecutivos ha desembocado en una sobre-especialización en los temas que ha redundado en mayor asimetría de información. Hoy en día la coalición expertos/gobierno ha llevado a situaciones en las cuales el centro real de decisión se puede reducir a un solo experto sobre-especializado con monopolio de los temas. La reelección de expertos y el reparto por temas lleva a que los miembros del gobierno se sientan más alienados en las discusiones reduciendo la efectividad del cuerpo colegiado y la rapidez en la toma de decisiones.

Asimismo, y un fenómeno similar en otros países, el reparto de las funciones de competencia entre los reguladores (promoción de competencia), la SSPD (vigilancia del mercado) y la SIC (competencia ex post) tiene dificultades de funcionamiento (algunos reguladores se han fusionado con autoridades de competencia o éstas últimas han absorbido la función de promoción de la competencia). Su correcto funcionamiento requiere mucha coordinación lo que en la práctica colombiana no ha sido posible. La otra gran dificultad para el funcionamiento es que el estándar de precios inequitativos de la ley colombiana de competencia es muy estricto para las investigaciones de abuso de posición de dominio. Otros países han introducido estándares menos exigentes como los de manipulación de mercado o la aparición de entidades de vigilancia continua (no con frecuencia mensual como el CSMEM) del mercado que en Colombia no existen (aunque la SSPD está corrigiendo esta ausencia).

El diseño colombiano de división regulación/supervisión es sui generis en los marcos institucionales sectoriales y también en otros sectores regulados en Colombia. Esta división ha llevado a una regulación que no está en consonancia con el mercado. Es normal que la regulación vaya un paso detrás del mercado pero lo que no es natural es que haya poco seguimiento establecido de los acontecimientos del mercado. Ese es un fenómeno que observamos en Colombia y que debe mejorarse porque en la práctica hemos observado una regulación que puede estar alejada de la implementación o una regulación que, por desconfianza, prescinde de la vigilancia.

En un entorno de separación de funciones y entidades concebidas con diferentes grados de autonomía y distancia del ciclo electoral es natural que las entidades no permanezcan inquietas. En la práctica colombiana hemos observado que la CREG está concebida con mayor autonomía política que la UPME, la SSPD o el propio ministerio y el resultado ha llevado a que la CREG ocupe espacios que podrían estar en manos de otras entidades. Los estándares de confiabilidad, de calidad, de cobertura, las penalizaciones por incumplimiento, etc. Fijados, en última, por la CREG no corresponden con el modelo de separación de funciones adoptado. Es natural que una entidad mejor dotada ocupe espacios no ocupados por las otras pero no corresponde con el modelo adoptado en Colombia.

Asimismo, en el año 1994, Colombia basó su modelo de coordinación Transmisión-Generación en un modelo TSO en el cual la empresa de transmisión tiene monopolio de expansión en su zona y tiene señales de expansión o resolución de la congestión como es el caso de la National Grid Company en el Reino Unido. Pero la privatización de Interconexión Eléctrica SA sugería moverse a un modelo de Independent System Operator donde la expansión fuese centralizada y ordenada y donde la empresa de transmisión es pasiva. Algunas señales regulatorias fueron en esa dirección pero la institución creada, XM, no correspondía, en su totalidad, al modelo ISO. Este modelo híbrido implica una mayor necesidad de coordinación que, por

lo visto en los enfoques diferenciales de resolución de los eventos de escasez, hoy en día no está resuelta.

## Debilidad en los mecanismos de rendición de cuentas

Observamos también dificultades con la forma en que la CREG sustenta sus decisiones regulatorias. El mecanismo de análisis ex post de regulación no está bien pensado porque analiza la gestión regulatoria como un todo y no por medidas específicas. Asimismo, los mecanismos de resolución de consulta no permiten la adopción de medidas incrementales sino que terminan en decisión de aceptar o rechazar la resolución en consulta. Desde tiempo atrás ha emergido un consenso en solicitar el análisis de los problemas por medio de los Análisis de Impacto Normativo y esta sería una mejora sustancial en el accionar de la CREG.

Otro problema que hemos podido observar ante la pérdida de voz del CNO y del CND en la gestión de las crisis es la alta preponderancia de los gremios y su alta participación política. Los inicios del mercado contaron con menos gremios y de un perfil más técnico de los que se tienen ahora. Hoy día hay una mayor interacción de éstos con las autoridades—incluidos otros ministerios aparte del MME—llevando a una actuación más política que lo habitual o de lo que se requiere para mejoras regulatorias de largo plazo.<sup>5</sup>

## Propuestas de mejora

Las propuestas de mejora institucional que hacemos en este informe buscan lograr que el marco regulatorio se modifique de manera incremental—basado en mejoras asociadas a problemas específicos—y que los problemas se resuelvan de manera coordinada respetando, en la medida de lo posible, el reparto de funciones de la Ley 143 de 1994.<sup>6</sup>

El modelo colombiano es un modelo basado en el reparto de funciones. Pero ese reparto de funciones, debido a problemas de coordinación, se rompe en situaciones de estrés creando problemas de invasión de competencias o de inacción de alguna de las entidades. Para responder a este desafío consideramos que lo más sencillo en temas de coordinación es agrupar funciones pero, para respetar la división de funciones de la ley es importante agrupar de una manera blanda pero efectiva.

---

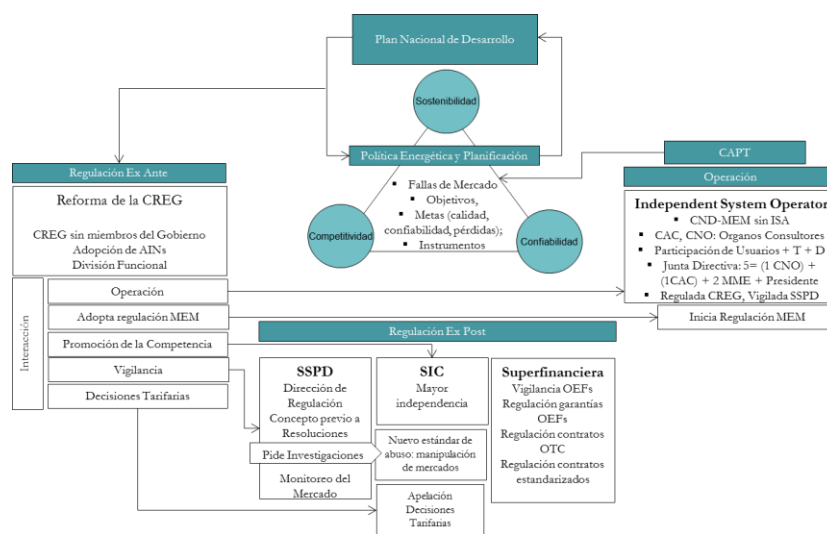
<sup>5</sup> La alta participación de los gremios también está relacionada con la participación de los miembros del gobierno en la CREG y la baja permanencia de los ministros del ramo en sus cargos.

<sup>6</sup> Dentro de las recomendaciones enfatizamos que el acceso a la OCDE y la adopción de sus mejores prácticas son el camino a seguir. El país ha adoptado diferentes políticas para mejorar la calidad de su regulación (ej. CONPES 3816/2014, PND 2014-8) como (i) Agenda para la introducción de AINs; y (ii) Consulta y reducción de carga administrativa. Esto es complementario a nuestras propuestas. La OCDE ha pedido a Colombia una introducción sistemática de AINs y la utilización de análisis ex post de medidas. Nuestro análisis sugiere que esto mejoraría profundamente la adopción de mejores medidas regulatorias y es en línea con lo que hemos propuesto en el pasado.

Para eso proponemos, en líneas generales, cuatro cambios fundamentales (ver Figura):

- Una política energética en el epicentro del sector;
- Una regulación motivada desde el sector;
- Una regulación incremental, independiente; y
- Medidas de cohesión entre entidades.

**Figura 2. Propuesta de Gobernanza del MEM**



## Política energética

Primero, poner a la política energética en el epicentro del sector. En el nuevo modelo de descarbonización de la economía una buena política energética es fundamental para la correcta canalización de las intervenciones. Se requiere que la política energética colombiana sea transversal para lo cual debe ser parte del proceso de elaboración de los PNDs y debe tener un seguimiento entre administraciones.

El MME tendrá un papel de política claro en el sector a través de la formulación de los PENs. La planeación del sector debe articularse con las metas del gobierno incluidas en los PND y, por lo tanto, el DNP debe participar en el diseño de los PENs garantizando que se mantenga esta coherencia. En pocas palabras, el PEN debe estar subordinado al PND quien articula las medidas en los ámbitos de competitividad-sostenibilidad-seguridad de suministro del sector.

### Regulación para el sector

Segundo, en la transición es necesaria una regulación menos activa y participativa lo cual requiere tratar el marco regulatorio como un bien para los agentes del sector (empresas, autoridades y consumidores). Así proponemos retomar los principios del modelo de integración de funciones emprendido en

el estudio TERA “The Organizational Structure for the new Governance Institutions for the Colombian Electricity Market” del año 1999 pero con algunas modificaciones a la luz de lo aprendido desde entonces. El modelo TERA estaba basado en contratos bilaterales a expensas de la regulación (modelo de autoregulación) pero proponemos que siga rigiendo por regulación pero que sea propuesta por el sector y adoptada por la CREG.

TERA denominaba la nueva entidad como CND-MEM SA porque agrupaba las funciones de operador del mercado y operador del sistema (sin la presencia de ISA) pero nosotros consideramos que dado que (i) el mercado va camino de contratos estandarizados y varios modelos de contratos a plazo; y (ii) se han detectado problemas detectados en el manejo de garantías se proponen dos versiones.

- Modelo con Operador de Mercado Eléctrico a Plazo (OMEP) integrado en CNDMEM (Modelo CNDMEM); y
- Modelo con OMEP separado: Modelo Compañía Asesora del MEM S.A. (Modelo CAMEMSA-OMEP).

El modelo con OMEP (CNDMEM) y el modelo con un operador de mercado separado (CAMEMSA-OMEP) son similares y tienen los siguientes elementos comunes:

- La Bolsa integrada en CNDMEM/CAMEMSA-OMEP;<sup>7</sup>
- Las OEFs y los contratos vigilados por la Superfinanciera;
- Participación accionaria de los comercializadores/generadores;
- Las propuestas de modificación al MEM surgen de CNDMEM/CAMEMSA.

## Regulación independiente

En ese orden de ideas también se busca que el regulador pueda ser más independiente eliminando (Opción A) la necesidad de los miembros del gobierno en la CREG y, para asegurarse coherencia, una política energética mejorada a partir del análisis de riesgos y mejora en los procedimientos de seguimiento de los PENs.

Proponemos que las decisiones de la CREG podrán ser apeladas ante la, nueva, Agencia Colombiana de Reguladores Económicos que podrá ser independiente o, de lo contrario, operar como parte de la SIC. Alternativamente un peor modelo (Opción B) sería una Junta Directiva con participación de algunos miembros del gobierno y unos miembros independientes de Junta.

En los dos modelos se propone un arreglo institucional que garantice una regulación adecuada en los siguientes términos:

---

<sup>7</sup> En la medida en que la Bolsa admita comercializadores y oferta de compra lo más apropiado es sacar la Bolsa a un Exchange con lo cual el OMEP se puede fusionar con la Bolsa.

- Transparente porque está asociada con un cronograma claro con tareas vinculantes,
- Consistente porque se basa en una agenda de temas motivados, está justificado en un análisis de riesgo y ha sido expuesto a la discusión sectorial,
- Coherente con los planes de política del sector y los nacionales.

## Coordinación blanda

Buscamos que la CREG, situada en el centro del sector, interactúe con las entidades de vigilancia, competencia y la operación del mercado. Así, en su organigrama propuesto se busca que interactúe con la SSPD (quien tendrá que conceptuar sobre todas las medidas regulatorias), con la SIC (a través de la producción de estudios del estado de la competencia sectorial), con el CNO/CND/CAC a través de una dirección de operación y que sea más abierta por medio de la utilización de los AINs en sus propuestas de modificación regulatoria.

También se busca que el monitoreo del mercado sea una labor formal de la SSPD quien se coordinará con la SIC al permitírsele solicitar investigaciones de competencia del mercado y que, por medio de la adopción de un estándar de abuso entendido como manipulación de mercado más que, el existente, de precios inequitativos se permitan investigaciones de abuso más efectivas. Finalmente solicitamos una mayor independencia de las dos Superintendencias (SIC, SSPD) y que la Superfinanciera vigile los contratos de energía, incluidas las OEFs en lo que tiene que ver con las garantías. También será fundamental en esta supervisión que se hagan análisis de las posiciones contractuales de los comercializadores por medio de tests de estrés de sus posiciones.

Las demás medidas son más blandas. La siguiente tabla muestra los problemas detectados y las medidas propuestas para resolverlos. Las medidas son varias y un resumen puede llevar a equívocos así que sugerimos una lectura de la breve Sección 4 de este informe.

**Figura 3. Problemas detectados y propuestas**

Temas	Problemas	Propuesta
Desconfianza en el resultado del mercado	Poder de mercado	Nuevo estándar de manipulación de mercado, monitoreo del MEM
	Información confiable	Auditoría de parámetros de CAMEMSA
	Riesgo sistémico	Tests de estrés de Superfinanciera y OMEP
	Análisis financiero de OEFs	OEFs vigiladas por Superfinanciera

Temas	Problemas	Propuesta
	Centralización del MEM	Nuevo organigrama CREG, nueva institución y OMEP <sup>8</sup>
Reparto de funciones	Cuerpo colegiado de la CREG	Opción A: Creación de una agencia de reguladores (ACRE) y CREG ejecutiva Opción B: CREG como Junta Directiva
	Problema de concurrencia	Organigrama CREG, CREG realiza estudios de promoción de la competencia (Estado del mercado) incluido análisis de subastas de contratos de operadores dominantes. Grupo de monitoreo de mercado en la SSPD. SSPD inicia análisis de conductas
	Brecha regulación/mercado	Cambio de organigrama CREG, SSPD, mayor independencia SSPD, Creación CAMEMSA
	CREG fuerte	Nuevo marco de política energética Adopción de enfoque riesgo del MME y el DNP asegurando la coherencia de la política sectorial con el PND.
	Modelo OS	Cambio a un nuevo ISO
Rendición de cuentas	CREG	AINs e iniciación de la regulación del MEM en CAMEMSA y mejora del organigrama CREG
	Gremios	Creación de CAMEMSA

Este informe se estructura en cinco secciones además de este resumen:

- Sección 1: La explicación de cómo se manifiesta el problema institucional;
- Sección 2: Análisis de las modificaciones del MEM;
- Sección 3: el origen del problema;
- Sección 4: las propuestas; y
- Sección 5: hoja de ruta de las propuestas.

<sup>8</sup> Aunque este estudio no versa sobre cambios al MEM el camino a un mercado moderno implica aumentar el papel del consumidor y no abrir el sector a la competencia minorista antes de la adopción de contadores horarios es un error. Esto lo hemos argumentado en muchos foros y debe considerarse en cualquier diseño de mercado futuro.



# 1 MANIFESTACIÓN DEL PROBLEMA INSTITUCIONAL

El diseño institucional del mercado eléctrico colombiano ha permanecido prácticamente inalterado desde los años 1990. El diseño de la época era similar a las mejores prácticas internacionales—aunque con alguna diferencias notables en la división regulación y vigilancia y en la presencia del Ejecutivo en las comisiones de regulación—y brindó varios resultados importantes como fueron la reestructuración del sector, la privatización de varias empresas de la Nación y la creación del MEM. La permanencia del modelo tras más de 20 años de su implantación ha sido prueba de lo adecuado de su diseño aunque, en los dos Niños más recientes, se han despertado varias dudas sobre su efectividad.<sup>9</sup>

Un diseño de mercado está pensado para responder a las puntas de demanda o al estrés del sistema y la práctica en otros países ha demostrado que es posible no tener que modificarlo con frecuencia. Pero por sus acciones e intenciones consideramos que el diseño del mercado colombiano no parece convincente para las autoridades. En efecto no es insensato afirmar que el principal problema del diseño de mercado colombiano es que no resulta convincente ni para el regulador (que ha desarrollado un mecanismo semi-administrado, el Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, adicional al cargo por confiabilidad), ni para el Ejecutivo, ni para los agentes ni las instituciones del sector quienes toman posiciones modificatorias del MEM durante los eventos de estrés del SIN.

El esquema institucional colombiano se basa en la división de funciones entre diferentes instituciones lo cual requiere un esfuerzo integrador que no se produce en la práctica. Por el contrario, se observan diversos episodios de invasión de funciones (ya sea por inacción de la parte invadida o fortaleza de la parte invasora) y de creación de mecanismos ad hoc de coordinación (el Niño 1997-98 se coordinó con MME/CREG/CNO/CND, el Niño 2009-10 con el MME/XM/CACSSE y el Niño 2015-16 con MME/CREG/Gremios). Además se observa una muy lenta profundización y mejora del diseño de mercado girando las modificaciones en torno a los mismos temas.

A pesar que nuestro énfasis se presenta en el diseño del MEM, encontramos que la desconfianza en la operación del MEM encuentra eco en dos puntos adicionales:

- Modelos de regulación de las redes; y

---

<sup>9</sup> Nuestro análisis es un análisis en el tiempo no un análisis de corte transversal. No comparamos al sector con otros sino consigo mismo. La razón es que es un sector sofisticado con amplia participación privada y con una larga historia de reformas que difiere de otros sectores menos sofisticados. Otros sectores en Colombia no son comparables a pesar de compartir instituciones relevantes para su desempeño.



- Falta de coordinación entre políticas energéticas a lo largo del tiempo.<sup>10</sup>

Hemos podido constatar que las revisiones regulatorias de Colombia son lentas, poco frecuentes y en ellas se modifican los objetivos de la regulación lo cual debería ser poco variable. El proceso de expedición de las fórmulas tarifarias es muy contencioso y el resultado es que los usuarios, por las demoras, no se benefician de las ganancias de eficiencias de las empresas que las pueden retener por más tiempo que el previsto en la Ley 142 de 1994 (5 años).

También encontramos que la política energética tiene dificultades en el seguimiento de los planes y en la configuración de la motivación-objetivos-metas-instrumentos. Encontramos que la motivación debería proceder de fallas del mercado pero que algunas están mal identificadas, otras no son particulares al sector (y deberían por tanto enmarcarse en el Plan Nacional de Desarrollo y que a veces presenta incoherencias con el Plan Energético Nacional, PEN), que los objetivos no han logrado posicionarse en el tiempo, que los objetivos no se plasman en metas específicas y que en la elección de instrumentos hay descoordinación institucional.

Consideramos que la desconfianza y la falta de coherencia de los PENs en el tiempo constituyen un problema institucional porque trasciende el diseño de la regulación y porque produce demasiados cambios asociados al ciclo político y regulatorio. Esta sección resume el problema abordando las tres manifestaciones del problema institucional:

- En el MEM de diseño del mercado;
- En los sectores regulados de metodología regulatoria; y
- En la política energética plasmada en los PENs.

Esta sección los documenta.

## 1.1 Modificación del diseño de mercado

Los últimos dos períodos del Niño 2009-10 y 2015-6 fueron períodos de frenética actividad regulatoria. Las muchas medidas de Niño 2009-10 han sido documentadas en nuestro estudio—junto con Alfredo García—para ACOLGEN y se pueden resumir en la solución de un problema conocido con anterioridad: el problema del suministro y transporte de gas natural. El Niño 2015-6 fue creado por el problema del nivel del precio de escasez: problema conocido desde el año 2006 que se creó el cargo por confiabilidad.

La velocidad de respuesta y los efectos fallidos de algunas medidas en estos dos eventos sugerirían que la situación del mercado fue inesperada. Pero ese no es el caso. Los principales detonantes de la crisis de confianza en el

---

<sup>10</sup> El documento ideario energético de la UPME es lo suficientemente general y de largo plazo como para permitir acomodar diferentes políticas específicas para administraciones futuras pero no tiene fuerza de Ley para vincularlas. En Europa las políticas energéticas son de más largo plazo por ser del ámbito supranacional (diseñadas por la CE).

sistema en los dos Niños eran conocidos desde antes que los eventos se hicieran sentir y, sin embargo, la regulación no tuvo la respuesta adecuada.

De esta manera el principal problema del MEM, la alta probabilidad de intervención en un Niño, parece ser un problema derivado del mecanismo de adopción de normas regulatorias. Esto obedece a un problema integral en la manera en que las normas se expiden y a un exceso de confianza que el problema se podrá resolver en cuanto ocurra. El resultado ha sido de múltiples intervenciones en medio de las crisis que aquí se resumen pero que la próxima sección aborda de manera más detallada.

Pero no es sólo que se requieran cambios al diseño del mercado en un Niño sino que, una vez concluido, se vuelve al punto de partida. Esto genera dos posibilidades:

- El diseño era incorrecto: entonces ¿por qué volver al diseño incorrecto tras el Niño?
- El diseño era correcto: entonces ¿por qué modificarlo?

Esta ha sido la constante en los últimos dos Niños. Pero además de esto cuando se logra un cambio profundo; como el cargo por confiabilidad o los incentivos a la nueva terminal de gas, toma mucho tiempo en corregir los errores originales: conversión a líquidos y nivel de precio de escasez.

### 1.1.1 2009-10: El gas y el poder de mercado

En el Niño 2009-10 el cargo por confiabilidad se activó en pocas horas. La señal de precios diría que no hubo problemas de escasez pero el estado de los embalses y la baja disponibilidad de oferta firme de combustible precipitaron la intervención del MEM. Puede decirse que la intervención partió del gas pero se extendió al sector eléctrico.

En este Niño el principal problema fue la falta de transporte de gas para las térmicas del interior y el suministro de gas a las de la Costa. El de la Costa se resolvió interrumpiendo las exportaciones a Venezuela (intervención de los contratos de exportación y algunos contratos firmes) y el de transporte sustituyendo el gas por combustibles líquidos sin que se afectara el precio de Bolsa. Pero estas intervenciones se habían anticipado.

El problema de exceso de contratación en firme del gasoducto Ballena-Barrancas era conocido desde el año 2003 en que se manifiesta la crisis de Opón y se modifican los contratos take or pay de las térmicas del Interior. El problema de falta de nuevos contratos de suministro de gas a las térmicas cuyos contratos comenzaban a expirar relacionado con altos niveles de take or pay exigidos por los productores tiene una respuesta en la venta de gas a Venezuela. Esto aumentó la posibilidad de falta de suministro de gas al parque térmico.

## 1.1.2 2015-6: El precio de escasez y el poder de mercado

El principal problema en el Niño 2015-6 fue la viabilidad del parque térmico a líquidos como consecuencia del nivel del precio de escasez. El nivel de precio de escasez ha sido largamente debatido en el sector y contrario al diseño del cargo por confiabilidad. La mejor manera de resumir el diseño de Cramton es citar a los autores:<sup>11</sup>

*“The second step is to hedge the high prices completely in order to eliminate their damaging side effects without eliminating their performance incentives. The hedge will be a call option with strike price, PS, which in the Basic Design equals VCP [the variable cost of a peaker], so the call option exactly covers the scarcity revenues. The call option is paid for with the ICAP payment, PIC. Because the call option covers the scarcity revenues exactly, suppliers must pay load all scarcity revenues they earn from capacity covered by the call option.” [aclaración fuera de texto]*

El diseño de Cramton y Stoft difiere de otros modelos de opción como los de Oren o de la Universidad de Comillas en cuanto Cramton y Stoft quieren poner un tope a comprar en la Bolsa. Pero en ningún diseño se sugirió hacer lo que finalmente adoptó la CREG; poner el precio de escasez por debajo del costo de funcionamiento de la central más costosa.

El problema fue ampliamente debatido y no se tuvo respuesta por parte de la CREG. Pero no fue el único problema. En este Niño el poder de mercado ha aflorado en varios mercados: para las transacciones de AGC, generaciones de seguridad y las desviaciones de cumplimiento de OEF.<sup>12</sup>

El Niño logró solventarse sin mayores episodios de racionamiento a pesar de las sonadas indisponibilidades de Guatapé y Flores IV pero las medidas fueron múltiples (como ilustra el siguiente gráfico) con diferente grado de efectividad desde las ineficientes—como el tope a los precios—hasta las más efectivas—como la respuesta de la demanda. Esta última medida, destacada por diversos analistas a lo largo del tiempo e implementada de manera precipitada, confirma nuestra conclusión que no es que haya grandes misterios sobre las medidas a tomar sino que, por diseño institucional y por el proceso de toma de decisiones, se toman de manera tardía.<sup>13</sup>

---

<sup>11</sup> Peter Cramton y Steven Stoft, 25 de abril de 2006, *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem: A White Paper for the Electricity Oversight Board*

<sup>12</sup> El estudio de Shaun McRae y Frank Wolak (2016) “*Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform*” ilustra claramente estos episodios de precios injustificadamente altos en el Niño 2015-6.

<sup>13</sup> Otro ejemplo fue la falta de gas para las térmicas de la costa. Un problema muy importante y reconocido desde el año 2005 en el que se habló de desarrollar una terminal. El procedimiento reglamentario solo arranca en 2010 pero se concluye en el año 2015.

## 1.2 Retrasos en las revisiones tarifarias

La falta de confianza en el mecanismo de mercado en Colombia—ilustrada de manera fehaciente por la existencia de un mecanismo administrado de la crisis conocido como Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRDA)—también parece ocurrir en la expedición de metodologías tarifarias.<sup>14</sup>

El siguiente gráfico presenta las revisiones tarifarias observadas en las prácticas y lo que hubiera sido una revisión periódica.

Las revisiones tarifarias deberían tener una frecuencia de cinco años (Artículo 126 Ley 142 de 1994) pero en la práctica la frecuencia es muy superior.<sup>15</sup> Se deberían haber hecho 4 revisiones de TE y se han hecho 3, 4 de DE y se han hecho 3, 4 de CE y se han hecho 3 (una solo lleva un año), 5 de TG y se han hecho 3 (una está a punto de adoptarse), 4 de DCG y se han hecho 1,5.

<sup>14</sup> El ESRDA se expide como circular 80 de 2010 que culmina con la expedición de la Resolución (consulta) CREG 182-2010 y su adopción final en la Resolución CREG-026-2014.

<sup>15</sup> El diseño tarifario busca incentivar la reducción de costos. El objetivo de revisar las tarifas periódicamente es asegurar que su evolución capture estas reducciones de costos de manera que las ganancias en eficiencia se transfieren a los usuarios. La frecuencia de las revisiones incide en la redistribución de las ganancias en eficiencia. Períodos más largos reducen la transferencia de las ganancias a los usuarios. En la práctica, las revisiones tarifarias en el sector energético tardan entre 1 año (p.ej. Austria) y 8 años (p.ej. Reino Unido). El rango más común es entre 3 y 6 años como se observa en la siguiente tabla.

**Duración de las revisiones tarifarias**

País	Transporte gas	Distribución gas	Transmisión eléctrica	Distribución eléctrica
Alemania	5	5	5	5
Austria	4	5	1	5
Bélgica	4	4	4	4
España	6	6	6	6
Italia	4	6	8	8
Países Bajos	3	3	3	3
Portugal	3	3	3	3
Reino Unido	8	8	8	8

Fuente: regulación de cada país

**Figura 4. Revisiones tarifarias**

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TE 1			TE 2						TE 3													
DE 1			DE 2						DE 3													
CE 1						CE 2						CE 3										
TG 1			TG 2						TG 3													
DCG 1		DCG 1(O)		DCG 2																		

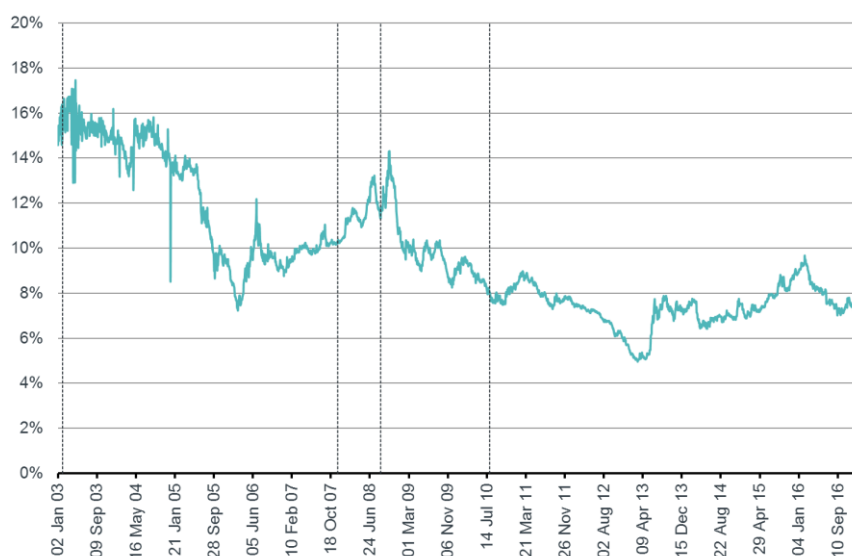
Fuente: CREG. Nota: E: Eléctrica, G: Gas; T: Transmisión/Transporte; D: Distribución, C: Comercialización

Esto representa un problema importante porque la regulación por incentivos pretende alcanzar:

- Eficiencia técnica. Reducción de costos;
- Eficiencia asignativa: alineación de costos y tarifas.

La eficiencia técnica se alcanza permitiendo revisiones con frecuencia espaciada ya que los incentivos para la empresa son los de reducir costos porque sus tarifas no los reflejan. La eficiencia asignativa se alcanza en las revisiones tarifarias en las que el regulador alinea tarifas y costos. Ceteris paribus revisiones tardías contribuyen a no compartir las ganancias de eficiencia con los consumidores.

Una muestra interesante de las pérdidas que pueden estar presentándose por la falta de puntualidad en las revisiones la brinda la prima de riesgo. Este parámetro tiene una gran importancia en la determinación del costo de capital que. A su vez, es un parámetro fundamental de los ingresos de las empresas.

**Figura 5. Tasa libre de riesgo en Colombia**

Fuente: Banco de la República. Nota: las barras ilustran las revisiones llevadas a cabo desde el 2003.  
Nota: TES a 10 años tasas “cero cupón” en pesos.

Puede observarse cómo las revisiones tarifarias suelen hacerse previo una caída de la tasa libre de riesgo pero también, comparado con lo que debió hacerse, los retrasos se han hecho más notorios en los últimos años. Por ejemplo, distribución eléctrica debió hacerse en el 2013 cuando la tasa estaba en niveles muy bajos e igual para TE. La de Distribución-Comercialización de gas se hizo en el año 2002 (RFR de 16%) y no ha concluido aún.

Los retrasos en las revisiones tarifarias tienen varias explicaciones—que pasamos a documentar más adelante—y tienen que ver con la poca duración de los ministros, con los conflictos naturales que se presentan en un sector con participación estatal y municipal (p. ej. ISA, EEB, EEPPM, Ecopetrol, Isagén—hasta recientemente, etc.), con el papel muy vocal de los múltiples gremios (pe.ACOLGEN, ANDEG, ASOCODIS, ANDESCO, ASOENERGÍA, ANDI, ACCE, SERCOLOMBIA, etc.) pero también con los cambios en los objetivos regulatorios en cada revisión.

Observamos también varios factores que hacen más difícil el proceso de revisión regulatoria:

- La ausencia de información regulatoria de costos;
- La falta de información pormenorizada de calidad;
- La tendencia a utilizar modelos de costos de reemplazo que son volátiles por temas coyunturales;
- El cambio de objetivos en las revisiones regulatorias (ver ejemplo en la Tabla).

**Figura 6. Objetivos de las revisiones regulatorias de la Distribución Eléctrica**

Rev	Entorno	Objetivos
1998-2002	Propiedad mayoritaria del Estado Problemas de Información infraestructura, costos, energía y pérdidas. Vinculación capital privado en el sector	Autosostenibilidad Ampliación cobertura Calidad del servicio
2003-2008	Capital privado Mejor información -infraestructura, costos, energía y pérdidas Condiciones macroeconómicas y de riesgo país	Determinación de la base de activos Suficiencia Señales de eficiencia en inversiones
2008-2017	Mayor Información disponible de inventarios, costos (SUI), energía y pérdidas Mejores condiciones macroeconómicas Decretos MME políticas D y C	Consolidación información de activos Transición en la remuneración de activos Suficiencia Integración remuneración/calidad
2017	Información disponible Nuevas tecnologías Estabilidad en condiciones macroeconómicas y riesgo país	Tarifas competitivas Calidad del servicio acorde con remuneración Confiabilidad del servicio (reposición oportuna de activos) Suficiencia

Fuente: CREG: Fortalecimiento y consolidación de la distribución de energía en Colombia

### 1.3 Política energética

Otro aspecto importante de la institucionalidad colombiana es la separación de funciones entre regulación y política energética así como la importancia de la adopción de una política energética con objetivos e instrumentos de largo plazo. En esto también encontramos que el resultado de la institucionalidad eléctrica no es del todo apropiado. Encontramos muchas instancias de confusión de funciones político/regulatorias, de desarticulación de la política energética y el Plan Nacional de Desarrollo y una falta de seguimiento a los Planes Energéticos.

La UPME ha presentado cinco planes energéticos nacionales desde 1994.<sup>16</sup> Los planes han sido elaborados por la UPME, con excepción del plan expedido en 2010 que fue encargado a la Universidad Nacional de Colombia y a la Fundación Bariloche. Recientemente, la UPME presentó un documento base para expedir el próximo Plan Energético Nacional en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía.<sup>17</sup>

Las estrategias presentadas en los planes energéticos nacionales se orientan hacia el logro de objetivo similares y, en este sentido, los planes son consistentes en el tiempo. Son seis los objetivos en torno a los cuales se ha orientado la política energética (ver el anexo):<sup>18</sup> confiabilidad, eficiencia

<sup>16</sup> Plan Energético Nacional 1994; Autosuficiencia energética sostenible 1997; Estrategia Energética Integral, Visión 2003 – 2020; Contexto y estrategias 2006 – 2025; Plan Energético Nacional 2010 – 2030.

<sup>17</sup> Ideario Energético 2050.

<sup>18</sup> En anexo se presenta un resumen de los objetivos y las estrategias para alcanzarlos



energética, competitividad, sostenibilidad, cobertura y mantener el aporte del sector a la balanza comercial.

Confiabilidad, eficiencia energética (problemas de información) y competitividad son objetivos que responden a fallas de mercado específicas al sector y por lo tanto es adecuado que direccionen la política energética de largo plazo. La sostenibilidad energética es un objetivo adecuado en articulación a un objetivo nacional porque la contaminación es una falla intersectorial. La sostenibilidad es importante sólo en la medida que la política de sostenibilidad sea sectorial.

Sin embargo, maximizar las exportaciones es un objetivo que puede reñir con el modelo de mercado <sup>19</sup> y trasciende el ámbito del sector porque corresponde a la política comercial o de desarrollo.

Hemos encontrado en la revisión de los planes que la planeación energética en el país tiene algunas debilidades:

- Aproximación inadecuada a las fallas de mercado;
- Definición incompleta de objetivos;
- Definición inadecuada de estrategias;
- Falta de implementación; y
- Problemas de coordinación institucional.

### 1.3.1 Aproximación inadecuada a las fallas de mercado

Idealmente, el punto de partida de la planeación es el diagnóstico de las fallas del mercado. Hacerlo requiere indicadores para dimensionar la magnitud de las fallas. Esto permite definir metas claras y monitorear el avance en la planeación. El seguimiento al logro de las metas y el análisis de las causas de incumplimientos son necesarios para garantizar la continuidad de la planeación.

En los PENs, la caracterización de las fallas de mercado es principalmente cualitativa. Hay poca referencia a indicadores de las fallas de mercado y el diagnóstico cuantitativo es escaso. Esto reduce la efectividad de la elaboración consecutiva de planes como instrumento para actualizar la planeación y darle continuidad.

### 1.3.2 Definición incompleta de objetivos

Esta debilidad en los PEN está asociada principalmente con los objetivos de eficiencia energética y sostenibilidad. De hecho, los PEN no hacen referencia explícita a estos objetivos con excepción del PEN 1994 y del Ideario

---

<sup>19</sup> El principio económico del comercio internacional es aprovechar las ventajas comparativas, lo cual implica que en algunos casos puede ser más eficiente importar.



Energético 2050 que son directos al identificar la sostenibilidad como un objetivo.

En contraste, los PEN hacen énfasis en las estrategias para alcanzar estos objetivos. La inclusión de fuentes de energía renovables no convencionales y el programa de uso racional de la energía se presentan como objetivos transversales, objetivos instrumentales o temas transversales. Lo anterior sugiere una equiparación entre fines y medios.

Esto genera dos problemas. Un plan que no es explícito en el objetivo de solucionar una falla carece de un diagnóstico del problema y, por tanto, de un punto de partida. Además, el énfasis en la estrategia hace que se olvide el objetivo arriesgando su consecución.

### 1.3.3 Definición inadecuada de estrategias/metás

Las estrategias deberían estructurarse en torno a metas. Las metas se definen en términos de indicadores y están asociadas a un período de tiempo, por ejemplo: alcanzar una participación de las fuentes renovables en el mix energético de x% en 2020. La definición de metas requiere un diagnóstico cuantitativo de los problemas y su definición retoma los indicadores que hacen parte del diagnóstico.

Las estrategias de los PEN no se articulan en torno a metas. De hecho, los PEN incluyen pocas metas bajo la definición que proponemos. Posiblemente, esto explica la ausencia de la cuantificación del esfuerzo financiero que requiere la implementación de las estrategias.

### 1.3.4 Falta de implementación

La persistencia de acciones y lineamientos de política no implementados evidencia las debilidades de la planeación. Desde 2006, los PEN insistieron en la necesidad de viabilizar la importación de gas natural y lograrlo tomó una década. Todos los PEN han alertado sobre el desbalance en el esquema de solidaridad y sus consecuencias sobre el fisco. Actualmente, el problema ha alcanzado una dimensión importante sin que haya una solución establecida.

Esto también es evidente en lo que tiene que ver con el mix energético al que varios PENs se refieren y que no encuentra respuesta en la regulación CREG. La UPME ha sido reiterativa en cuanto a la importancia de un mix hidrotérmico que no se ha producido en la práctica.

### 1.3.5 Problemas de coordinación institucional

Los PEN también evidencian problemas de coordinación entre las entidades del sector. La CREG, a través del cargo por confiabilidad, ha aumentado la participación de la capacidad de generación hidráulica en contra de los lineamientos de política de los PEN que insisten en la necesidad de reducirla.

Este resultado no es deliberado y responde al diseño del mecanismo para asignar el cargo y la falta de oferta firme de gas natural. Lo anterior implica que la CREG, con el diseño del mecanismo, hace una planeación alternativa sobre la expansión y composición del parque de generación.

Llama la atención que los PEN incluyan opiniones y propuestas de cambio sobre acciones de la CREG, por ejemplo la definición de tarifas y el diseño del cargo por confiabilidad. Con independencia de la validez de las opiniones incluidas en los PEN, un documento de lineamientos de política no parece ser el canal oficial para la comunicación entre las entidades del sector y por esto también sugiere problemas de coordinación entre las entidades.

## 1.4 Conclusión

La forma tradicional en que se plasma el problema institucional es en la facilidad con la que se pueden cambiar los marcos regulatorios. En esta sección pudimos analizar los diferentes cambios regulatorios en el diseño del MEM y en la siguiente veremos cómo estos cambios se han plasmado en un modelo incompleto e inconsistente con el diseño original. Pero pudimos también constatar que los múltiples cambios metodológicos son resistidos en los sectores regulados lo cual produce retrasos sustanciales.<sup>20</sup>

La política energética es igualmente creativa, aunque conserva en el tiempo los mismos objetivos, pero termina siendo poco efectiva por la falta de seguimiento y por la multitud de cambios propuestos. Encontramos, por ejemplo, varios ejemplos de propuestas regulatorias que no se implementan (p.e. los contratos estandarizados se mencionan desde el año 1998 y aún hoy siguen siendo mencionados).

---

<sup>20</sup> Los cambios en el MEM son de fácil implementación por la urgencia mientras que en los sectores regulados la urgencia es menos importante y las modificaciones regulatorias—sin centrarse en temas fundamentales como la información o los costos reales—generan los retrasos.

## 2 MODIFICACIONES AL MEM

Esta Sección explica la evolución del modelo de mercado mayorista en Colombia y sus múltiples modificaciones a lo largo del tiempo. Queremos ilustrar la manera en que el modelo ha perdido algo de su coherencia original y lo fácil que es modificarlo sin abordar una revisión completa de las posibles falencias. Para eso analizamos los eventos críticos asociados a los fenómenos del Niño de 1997-98, 2009-10 y 2015-6.

El capítulo comienza con un repaso al diseño de mercado original—lo denominamos como MEM 1.0—y analizamos las medidas que quedaban por implementar de acuerdo al modelo previsto. A renglón seguido pasamos al MEM 1.1 en el cual resaltamos la creación de un cargo por respaldo de mayor cobertura (el cargo por capacidad) y al endurecimiento de los mínimos operativos. El MEM versión 1.2, desarrollado entre 1999-2006, obedece a la preocupación regulatoria con el poder de mercado, tanto en el sector eléctrico como el de gas, y culminamos con lo que llamamos modelo MEM 1.3 en el cual el cargo por confiabilidad y una mayor complejidad en el algoritmo de casación llevan a lo que denominamos una mayor centralización del modelo.

### 2.1 Períodos de reformas al MEM

Sobre las reformas al MEM distinguimos cuatro períodos que reflejan las modificaciones hechas:

- 1995: Modelo Primario;
- 1996-2000: Cargo por capacidad;
- 2000-6: Poder de mercado; y
- 2006-16. Centralización del mercado.

A continuación los describimos.

#### 2.1.1 1995: MEM 1.0

El diseño del MEM fue encargado a la firma Coopers & Lybrand en el año 1994. El modelo adoptado por C&L es similar al modelo del Pool inglés—donde la firma trabajó para la EGB—y contaba con los siguientes elementos adoptados por la CREG en su intensa actividad de los años 1994-6:

- Pool: obligatorio donde todos los generadores mayores de 20 MW presentaban sus ofertas simples de generación y el CND despachaba las plantas una vez realizado el orden de mérito y la factibilidad de red del despacho.
- Pre-despacho: mecanismo simple de congestión como el utilizado en Inglaterra y Gales en el que se generaban dos tipos de reconciliaciones:

- Positivas: ofertas introducidas por congestión: liquidadas a previo de oferta del generador (sin considerar poder de mercado).
- Negativas: ofertas desplazadas del orden de mérito liquidadas a la diferencia Precio de Bolsa — oferta del generador.
- Resolución del programa. Por medio de redespachos liquidados sobre la base de ofertas del día anterior.
- Modelo de transmisión: similar al inglés con cargos positivos y negativos de transmisión a los generadores de acuerdo a su localización en la red. Transmisor activo y acreedor a algunos cargos por congestión (al igual que la NGC en I&G).
- Modelos de Contratos: igual al inglés basado en contratos por diferencias con el Precio de Bolsa y en el respecto de los contratos de largo plazo firmados con algunas distribuidoras integradas como EPM-EPM y Codensa-EEB. Se permitió, como en Inglaterra, la existencia de contratos de largo plazo firmados con anterioridad a la reforma.
- Reservas: no había mercados de reservas de corto plazo.
- Confiabilidad. Sobre la base de un pago regulado para los generadores que prestaban respaldo. El cargo por respaldo funcionaba como un cargo para evitar la salida de plantas que perderían competitividad con la creación del mercado mayorista.<sup>21</sup> Estas plantas no podían vender contratos pero deberían estar disponibles para generar en las horas en las que existía la posibilidad de energía no suministrada. Es similar a los pagos que existen en varios países europeos (allí conocidos como reserva estratégica) y en los EEUU (must-run plants) para plantas antiguas con altas probabilidades de salida del mercado.
- Metodología de Mínimos Operativos para los embalses.

El modelo así concebido era el modelo más liberal de la zona donde imperaban (e imperan) los Pools de costos. En esa época sólo NordPool, California e Inglaterra tenían un modelo más liberal que el colombiano.<sup>22</sup>

Tras su creación las tareas pendientes del modelo eran:

1. Creación de mercados de reservas de corto plazo;
2. Desarrollo del estatuto de racionamiento; y
3. Desarrollo del cargo por respaldo que estaría orientado a plantas con muy baja despachabilidad y con incentivos a la salida.

---

<sup>21</sup> Un diseño similar existe en un mercado tan hídrico como el de Nueva Zelanda pero las plantas no pueden participar en el mercado diario sino solo generar tras requerimiento del operador del sistema. Este modelo ha sido criticado porque no existe razón para que la empresa no genere si el precio de mercado está por encima de su costo variable de generación. Los modelos de Suecia, y el propuesto en Bélgica, también utilizan una reserva de generación reserva estratégica» que no interfiere en el mercado.

<sup>22</sup> España, por ejemplo, tenía los costos de transición a la competencia que imponían un precio tope (y bajo alrededor de 6 Pts/kwh) e Italia también. Alemania no había introducido mercado ni Francia tampoco.

El modelo 1.0 tuvo su mayor modificación en dos temas:

- Ampliación de la cobertura del cargo por respaldo (cargo por capacidad) a todas las plantas consideradas necesarias para abastecer un escenario de demanda definido por la CREG;
- La elevación de los niveles de los mínimos operativos tras la adopción de un nuevo nivel de confiabilidad del 95% PSS (CREG-100-1997); y
- La expedición del estatuto de racionamiento (CREG-119-98).

## 2.1.2 1996-2000: MEM 1.1: CARGO POR CAPACIDAD Y PRIMERA CRISIS

El año 1996 marca la llegada de la privatización al sector de generación en Colombia. En 1996 se privatizan Chivor, Betania, TermoCartagena y TermoTasajero, mientras que en 1997 se privatiza EPSA, Codensa, Emgesa y la empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. En 1996, la CREG expidió cinco resoluciones (resoluciones 001, 022, 098 y 116 de 1996) que crearon un cargo, similar al de respaldo, pero pagado a toda la generación considerada como necesaria para abastecer a la demanda a mínimo costo (pago administrado).

El razonamiento detrás de la creación del nuevo cargo está basado en la idea de periodos largos de precios bajos seguidos por periodos cortos de precios altos. En un documento corto y justificativo del cargo por capacidad elaborado por la CREG se afirma:<sup>23</sup>

*“El Cargo por Capacidad nació como una respuesta a dos problemas principales que se presentan en la Bolsa colombiana: una altísima incertidumbre en los precios asociada a la estacionalidad hidrológica, y una depresión del precio por la exigencia de un nivel de confiabilidad en el Sistema superior al que está implícito en el Costo de Racionamiento (el cual simula la disposición a pagar de la demanda), nivel éste que implica mayores costos.”*

Se consideraba así que la incertidumbre en precios afectaba a todos los generadores y existían dificultades en recuperar los costos de inversión. Para generadores nuevos:

*“Adicionalmente, en el caso de generadores nuevos, estos últimos generalmente enfrentan mayores problemas debido a la dificultad para conseguir apalancamiento financiero, el cual deberá soportarse en el Precio de Bolsa. Luego, dicho problema constituía, en cierta forma, una barrera de entrada para nuevos agentes.”*

Lo cual señala, probablemente por restricciones financieras, un problema de credibilidad de los suministradores de crédito. Pero también se consideraba

---

<sup>23</sup> Ver “Discusión sobre la afirmación “el cargo por capacidad ocasiona una pérdida a los generadores térmicos” y otras precisiones” Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, Junio de 1998.

que el costo de racionamiento era bajo para los niveles de confiabilidad deseados por el regulador y no habría suficiente inversión sin un pago adicional.<sup>24</sup>

El pago por capacidad remuneraba primordialmente a las centrales hidráulicas en un valor más cercano a su potencia instalada que a su energía en un evento crítico. Como veremos a continuación excluyó a la mayoría de potencia térmica (y sobre todo a las centrales que tenían cargo por respaldo) cuando la demanda descendió en 1999. Pero antes de ese problema se presentó el fenómeno del Niño 1997-8.

En 1997-98 se presentó un fenómeno del niño de corta duración pero muy alta intensidad. La CREG respondió con tres medidas pensadas como respuesta a fallas del mercado: la elevación de los mínimos operativos a los embalses (falla de mercado de bien público), la regla de fijación de precios a las térmicas (poder de mercado) y con la expedición del estatuto de racionamiento (falta de respuesta de la demanda). Así, la CREG realizó una revisión de los criterios y supuestos utilizados en la determinación de los Mínimos Operativos, utilizando como criterio de confiabilidad contra la cual debería cubrirse el sistema en el 95% PSS. Para asegurar esta reserva, fueron intervenidos los precios de oferta de las plantas hidráulicas con un nivel por debajo del Mínimo Operativo Superior.

Además de las medidas regulatorias, en este Niño, hubo medidas facilitadas por el gobierno para adelantar la entrada o disminuir la posibilidad de retraso de las plantas térmicas que se estaban construyendo, con miras a responder de las subidas de precio experimentadas, y para aumentar la capacidad de compresión de los campos productores y el transporte de gas. Asimismo, se hizo un seguimiento cercano del mercado.<sup>25</sup>

---

<sup>24</sup> El bajo costo de racionamiento, mencionado en 1996, ha generado varios problemas en el mercado. Por ejemplo, ha tenido impactos sobre la calidad del servicio en distribución y llevó, en 2006, a la fijación de un precio de escasez por debajo del costo de funcionamiento de centrales remuneradas con el cargo por confiabilidad. El CR se actualizó de manera *ad hoc* para elevarlo pero, tras 20 años de mercado, no se ha logrado determinar un valor más o menos científico de la disponibilidad a pagar o a ser interrumpido. Sobre decir que este valor es fundamental en el mercado eléctrico porque sirve para dimensionar el sistema eléctrico y es una asignatura pendiente y prioritaria del MEM. La UPME ya ha adoptado una metodología pero su valor no ha sido calculado.

<sup>25</sup> Ver el estudio de la CAF (2000) *El fenómeno El Niño 1997- 1998 memoria, retos y soluciones en Colombia*.

**Figura 7. Entrada anticipada de proyectos de generación térmica en el Niño 1997-8**

Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha prevista (15 de junio)	Fecha Real	Adelanto
Tebsa 4	131	01/09/97	31/08/97	1 día
TermoDorada	50	01/09/97	12/09/97	-12 días
Tebsa 5	97	01/11/97	22/09/97	40 días
Tebsa 6	97	01/02/98	23/11/97	69 días
Opón 1	100	01/03/98	15/12/97	95 días
Meriléctrica	160	01/02/98	12/01/98	19 días
Sierra 1	150	07/05/98	23/01/98	73 días
Opón 2	100	01/03/98	02/02/98	26 días
Sierra 2	150	07/05/98	24/03/98	44 días
Flores III	150	01/10/97	01/02/98	-104 días

Fuente: UPME

Las medidas y la respuesta de los agentes permitieron cubrir la demanda ante un Niño severo pero generaron las primeras investigaciones por comportamiento anticompetitivo y reclamación por intervención de embalses.<sup>26</sup> Aunque se considera que el sector eléctrico tuvo una de las mejores respuestas a un fenómeno del Niño de alta intensidad,<sup>27</sup> la CAF (2000) identificó algunas medidas necesarias para mejorar la respuesta del sector que resaltamos por ser frecuentes a lo largo del tiempo:

- Incentivar las actividades de prospección, exploración y explotación de las fuentes de gas natural, como materia energética para la generación térmica, como vía para flexibilizar el sistema de generación.
- Continuar el aumento de la participación térmica en la generación total nacional.
- Formular y ejecutar programas amplios para el control de pérdidas técnicas y negras.
- Promover el uso de alternativas hídricas, como los microgeneradores de bajo impacto ambiental y, de otras fuentes no convencionales de energía como la solar.

<sup>26</sup> No es aventurado decir que este Niño se logró pasar sin mayor traumatismo gracias a la introducción de los mínimos operativos que continuaron aplicándose hasta el año 2009 en que la CREG los eliminó pero que han sido reintroducidos posteriormente con algunas reglas diferentes. Al igual que en el Niño del 2015-6 la central del Peñol estuvo indisponible pero por diferentes razones y por menos tiempo. El 5 de septiembre de 1997, la guerrilla se tomó la central que estuvo fuera de servicio un par de semanas

<sup>27</sup> La CAF (2000) afirma: “En Colombia, el sector que ha logrado incorporar experiencias previas de los impactos del FEN [fenómeno del Niño] en su proceso de planificación de largo plazo ha sido el eléctrico. De la experiencia acumulada por el sector se ha creado una alta capacidad nacional para la formulación y adopción de políticas de Estado, que van más allá de los períodos presidenciales, orientadas a superar las vulnerabilidades del sector, en especial para superar la alta dependencia del recurso hídrico para la generación.” Página 100. [añadido para aclaración]



- Mejorar los esquemas de coordinación entre los sectores gas y electricidad
- Programas de respuesta de demanda:
  - Diseñar mecanismos para que las señales de incrementos de costos económicos lleguen de manera más directa al usuario en momentos de crisis, que desestimen los consumos suntuarios en tales épocas.
  - Política de uso eficiente de energía a través de incentivos a la modernización en los equipos de las empresas más tradicionales. Modernización del parque de electrodomésticos. Difusión de información a los usuarios de los sobre costos en energía que deberán pagar por el uso de equipos obsoletos.

## 2.2 MEM 1.2 Control ex ante al poder de mercado

La CREG fijó la duración del cargo por capacidad en 10 años. Tras su introducción y la fijación de mínimo operativos el modelo se comienza a consolidar aunque con algunas desviaciones al modelo original. La idea del nuevo modelo es ir en la dirección de un modelo de ISO—diferente del modelo TSO de la reforma—tras la decisión de privatizar ISA y dejar al CND separado de la empresa.

Primero, el esquema de expansión del STN se modifica a un modelo de expansión competitiva que existía, únicamente, en Argentina. Al cambiarse el modelo de expansión a un esquema competitivo y decidido por un tercero la CREG decide eliminar los cargos por congestión a las empresas de transmisión y traslada a la demanda todos los costos de las restricciones. En línea con el modelo ISO se adoptan estas medidas.

Segundo, la CREG elimina los cargos de transporte nodales a los generadores que era, y siguen siendo, base del diseño del mercado del Pool inglés. El modelo de generación se vuelve uninodal de manera total eliminando toda señal de localización que sólo corresponderá al combustible. Esto se refleja en que la señal de transporte de gas se vuelve por distancia.

Tercero, la CREG introduce restricciones ex ante a la concentración en el mercado por medio de dos reglas. (i) límite a los tamaños de las empresas de generación en línea con la definición del poder de dominio de la Ley Eléctrica y (ii) límites al tamaño por fusión en un proceso de concentración (franja de potencia).

Cuarto, en línea con el aumento de las generaciones de seguridad tras los atentados al STN, cambios en la forma de liquidar las reconciliaciones. (i) reducción del precio de las reconciliaciones positivas a un 50% de su valor original y (ii) liquidación de las generaciones positivas de acuerdo a un costo administrado.

Quinto, límites a la forma de ofertar a lo largo del día los cuales se tradujeron en el actual requisito de ofertar un solo precio para todas las horas del día,



es decir, de tener una oferta diaria. Asimismo, congelación de las ofertas por un plazo de 7 días (oferta semanal).

En este período la CREG también intenta controlar el poder de mercado en el sector de gas natural y, sobre todo, en el segmento de suministro. Se modifican las resoluciones de precios regulados del gas natural y se sientan las bases para la liberación del precio de Cusiana, manteniendo regulados únicamente los campos de Ballenas y Opón (por su referencia a los contratos existentes de las térmica).

De esta manera, podemos denominar este período como un período de control regulatorio al poder de mercado y en el cual no se llevan a cabo mayores investigaciones por poder de mercado.

En cuanto a confiabilidad el esquema de cargo por capacidad comienza a mostrar serios problemas. El modelo de asignación de la Resolución CREG 116 de 1996 revela serias discrepancias con la situación real en un evento crítico. En el modelo de asignación administrado del cargo por capacidad se utilizan dos pasos; uno un despacho simulado y otro, el post proceso, un procedimiento ad hoc que resulta ser la base del problema porque el primer paso parece producir asignaciones similares a lo observado en el Niño 1997-98.

Los problemas con este mecanismo, válido hasta el año 2006, son la base de la reforma al mecanismo de remuneración de la confiabilidad que marcan los siguientes 10 años del MEM. Tras su introducción por un plazo de 10 años y la fijación de mínimos operativos el modelo se comienza a consolidar aunque con algunas desviaciones al modelo original. La idea es ir en la dirección de un modelo de ISO tras la decisión de privatizar ISA y dejar al CND separado de la empresa.<sup>28</sup>

### 2.2.1 MEM 1.3: Cargo por confiabilidad y mayor centralización

En Colombia la herencia del cargo por capacidad y las propuestas de los consultores de Comillas y TERA alrededor de los años 1999-2001—que introdujeron la idea de opciones de generación que comenzaban a hacer carrera en varios lugares—tuvieron una influencia notable sobre la adopción del nuevo cargo por confiabilidad.<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> El gobierno no consigue privatizar a ISA ni a ISAGEN en el período. ISAGEN sólo se consigue privatizar 16 años después a pesar de haber figurado en los planes de todas las administraciones en el período. ISA no se privatiza y el CND se convierte en una nueva empresa pero controlado por ISA. Esto deja el modelo de operación del sistema incoherente con el diseño TSO de la reforma 1.0 e incoherente con lo que se quería en la reforma 1.2.

<sup>29</sup> Ver Ignacio Pérez-Arriaga, Carlos Vázquez, Michel Rivier, Juan Carlos Enamorado (2000) Estudio Cargo por Capacidad en Colombia, Informe Final. Preparado para ACOLGEN, mayo de 2000, Bogotá (estudio Comillas) y Teknechron Energy Risk Advisors (TERA), A Revised Framework For the Capacity Charge, Mínimos Operativos, and Rationing Rules, WORLD BANK COLOMBIAN ELECTRICITY PROJECT FINAL REPORT, Vol. 3, Feb. 28, 2001, Austin. Como en todos los temas, las personas son importantes. Uno de los subcontratistas de TERA terminó siendo el experto líder del tema y experto líder del cargo por confiabilidad colombiano.

Al cumplirse los 10 años de vigencia del cargo por capacidad la CREG condujo un ejercicio de consulta con el mercado sobre el mejor cargo para el sistema colombiano. El proceso se hizo sin hacer un balance explícito al cargo por capacidad de la Resolución CREG-116 de 1996 pero muchos de los temas pendientes del modelo de cargo por capacidad surgieron en la discusión. Así, la discusión sobre la modificación del cargo por capacidad estuvo muy condicionada por dos elementos:

- El deseo de introducción de un mecanismo de mercado;
- La necesidad de exigir contra-prestación a los generadores por el servicio de confiabilidad.

Y uno que surgió en la discusión pero que no fue contemplado por la CREG al lanzar el proceso:

- El debate sobre el producto: se debe remunerar energía o potencia.

Un aspecto fundamental de la discusión surgió alrededor del tema de la “contraprestación” o lo que el generador entregaba a cambio del pago por respaldo de la Ley 143 de 1994. El pago por capacidad de la Resolución CREG-116 de 1996 era, en la línea de los productos remunerados en los mercados “pool” de los EEUU un producto conocido como “adequacy” o suficiencia lo cual no implica contraprestación en términos de energía sino de disponibilidad. La CREG y la opinión de los agentes era que debía haber una contraprestación más explícita con lo cual el cargo por capacidad deja de ser un pago a los generadores (ya que ellos pueden optar a recibirlo o quedar excluidos de la obligación de entrega de energía firme) para convertirse en una herramienta de precio máximo de compra en Bolsa.<sup>30</sup>

En la discusión de mecanismo de mercado el tema se centró en hacer un mecanismo en el que el regulador fija las cantidades y la oferta fija los precios pero no se contempló utilizar el mecanismo de mercado análogo; cuando el regulador fija el precio y el mercado fija las cantidades. En este sentido se consideró necesario eliminar el pago por capacidad y reemplazarlo por un mercado de capacidad (o de opciones de energía o, como lo denominó la CREG, Obligaciones de Energía Firme).

Finalmente el producto migró de un producto más asociado a la energía que a la potencia. Esto provino de dos vertientes:

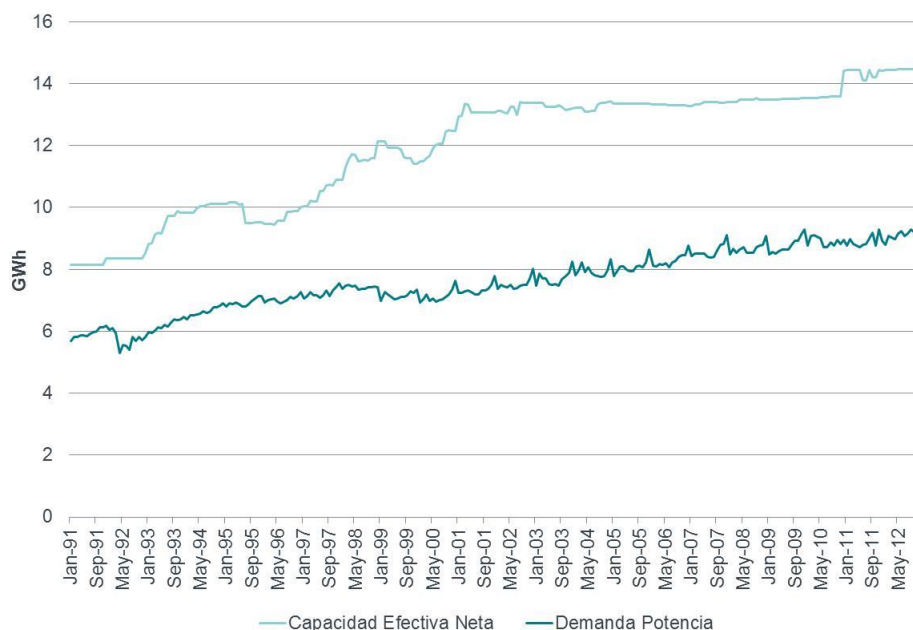
- La observación que el evento crítico es un evento de racionamiento de energía;
- La observación que no se han observado déficits de potencia en el pasado (ver Figura).

---

<sup>30</sup> La idea de la opción call no es nueva (un PPA es exactamente eso) pero vincular el argumento de missing money de los mercados eléctricos con el costo de inversión de una central de punta sí lo era en el año 1999. Los americanos le dan la autoría intelectual de la opción a Singh (ver Call Options for Energy: A Market Based Alternative to ICAP, publicado en octubre del 2000 pero Colombia fue pionera en esta discusión como la consultoría de Comillas para Acolgén y de TERA para la CREG hechas alrededor de esas fechas lo demuestran.

El cargo por confiabilidad se expide en el año 2006 con un período de transición de 2 años hasta la realización de la primera subasta en mayo de 2008. En ese período de transición se cambia el mecanismo de asignación por una asignación prorrateada de la ENFICC de las plantas existentes y el cálculo de la ENFICC es muy similar al proceso de despacho bajo condiciones críticas del cargo por capacidad. Sin embargo, el precio de capacidad se aumentó de 5,25 USD/kw-mes a 6,09 USD/kw-mes ya que la CREG consideró que la central de punta del sistema es una turbina a gas pero con combustible dual.

**Figura 8. Margen de reserva de capacidad**



Fuente: XM

Con la introducción del cargo por confiabilidad parece darse un mayor impulso al mercado eléctrico en cuanto a su mayor liberalización. Prueba clara de esta afirmación fue la eliminación de los mínimos operativos en la Resolución CREG-071-2006. Cuando la CREG expidió el cargo y eliminó los mínimos afirmó:

*“El mecanismo de mínimos operativos para garantizar un nivel de energía se elimina teniendo en cuenta que bajo este nuevo esquema el agente se compromete a generar para cumplir con su Obligación de Energía Firme y es su responsabilidad la valoración de los sobrecostos que asociados a no contar con la energía suficiente para respaldar su Obligación. [...pp 99]*

Sobre Mínimos Operativos, la Comisión consideró, en ese momento, que el diseño del esquema del Cargo por Confiabilidad proporcionaba las señales suficientes para que el generador hidráulico opere el embalse de acuerdo

con sus expectativas de escasez del energético, sin que sea necesario exigir estos mínimos operativos. [pp 167 y 99].

Asimismo, en este período, se tomaron decisiones para modificar el régimen de casación de las ofertas por un esquema más ingenieril de unit commitment que un esquema económico de internalización de costos. Más importante en temas de diseño del mercado vienen del análisis que llevó a cabo la CREG sobre la liberalización del mercado minorista. Tras analizar diversas alternativas propuestas por un proyecto de consultoría encargado a NERA,<sup>31</sup> la CREG decide sobre la base de baja sofisticación del consumidor colombiano lanzar un esquema de contratos estandarizados y compras centralizadas denominado Mercado Organizado Regulado (MOR).<sup>32</sup>

Pero El Niño 2009-10 cambió el ambiente de liberalización de manera sustancial. Tras el alto grado de intervención en el Niño 2009-10 (ver abajo) la actitud regulatoria de la CREG hacia el MEM cambió sustancialmente. Tres detalles son prueba fehaciente de esta afirmación:

- Las propuestas de control ex ante de poder de mercado;<sup>33</sup>
- La expedición de un mecanismo complementario al cargo por confiabilidad conocido como Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRDA);<sup>34</sup>
- El endurecimiento de las condiciones de los contratos de suministro de combustibles para que las centrales térmicas pudieran acceder al cargo por confiabilidad.

Esta necesidad de mayor control se realizó junto con una reestructuración del mercado de gas y la liberación del precio de suministro del gas de Guajira.

---

<sup>31</sup> Fernando Barrera Rey y Sally Hunt (2005) *Aspectos Fundamentales de la Introducción de Competencia en el Mercado Minorista Eléctrico, Informe para Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia*, Preparado por NERA.

<sup>32</sup> Desde el año 1999 se constató la necesidad de tener contratos estandarizados dada la heterogeneidad de los contratos bilaterales. Las primeras iniciativas buscaban una cobertura complementaria de la demanda a los contratos bilaterales por medio de una compra limitada. En el año 2004, la CREG presentó una propuesta más amplia de lo que se llamó Sistema Estandarizado de Contratos, SEC, pero no pudo desarrollarse. A partir de 2007, hace casi 10 años, se comenzó a hablar de cubrir toda la demanda regulada y permitir la participación de los no regulados en el MOR. Con el MOR, que no ha sido implementado y que la SSPD consideró representaba un modelo de comprador único contrario al diseño de mercado de la Ley 143 de 1994, con el cargo por confiabilidad y con el Pool el modelo colombiano se convierte en un modelo altamente centralizado.

<sup>33</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2010) – Medidas para la promoción de la competencia en el Mercado de Electricidad Mayorista, Documento CREG 118, 1 de octubre de 2010. Circular 63 de 2010.

<sup>34</sup> El ESRDA se expide como circular 80 de 2010 que culmina con la expedición de la Resolución (consulta) CREG 182-2010 y su adopción final en la Resolución CREG-026-2014.

## 2.3 El Niño 2009-10<sup>35</sup>

En esta sección se analiza las falencias del MEM durante el ENSO 2009-10. Antes que nada debe reconocerse que es difícil juzgar el desempeño del diseño del MEM (Bolsa, contratos, CxC) porque el diseño se modificó de manera sustancial a lo largo del período. En efecto, durante el Niño 2009-10 la intervención comienza desde el sector de gas (por disposición ministerial) pero la CREG toma una amplia serie de medidas entre las que figura la introducción de medidas de cantidades similares a los mínimos operativos.

Desde la creación del cargo por confiabilidad la OEF se ejerció en contadas ocasiones. En el Niño 2009-10, las ocasiones de ejercicio del precio de escasez también fueron muy pocas. Esto permitió que no se pusiera mucho énfasis en el nivel del precio de escasez que ocupó una parte muy importante del diseño del cargo por confiabilidad. Pero este problema se manifestaría en el año 2015 y por eso explicamos su génesis en esta sección.

### 2.3.1 Fijación del precio de escasez

El hecho que una central de punta sea una opción y que si se remunera de manera explícita a dicha central tendremos suficiente capacidad es un resultado al que llegaron cuatro estudios de manera independiente. Los mencionamos:

- Harry Singh (2000) "Call Options for Energy: A Market Based Alternative to ICAP," PG&E National Energy Group, October.
- Ignacio Pérez-Arriaga, Carlos Vázquez, Michel Rivier, Juan Carlos Enamorado (2000) Estudio Cargo por Capacidad en Colombia, Informe Final. Preparado para ACOLGEN, mayo de 2000, Bogotá.
- Schmuel Oren (2000) "Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets," in Anais VII SEPOPE, Curitiba, Brazil, May 2000.
- Teknecon Energy Risk Advisors, "A Revised Framework for the Capacity Charge, Mínimos Operativos, and Rationing Rules in Colombia", Febrero de 2000.

Todos estos estudios hablaban de utilizar una opción para remunerar capacidad y todos decían que debería ser por medio de un mecanismo competitivo. Sin embargo, no todos estaban de acuerdo sobre el nivel al cual fijar el precio de escasez.

Por ejemplo, Oren: sugería fijarlo muy cerca del costo de racionamiento:<sup>36</sup>

---

<sup>35</sup> Esta sección está basada en el estudio llevado a cabo por el autor y el Dr Alfredo García para ACOLGEN.

<sup>36</sup> Oren, Shmuel. 2005. "Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land," Electricity Journal, 18, noviembre de 2005

*“In general a call option obligation can take the form of a portfolio of options with staggered strike prices. Such an approach has some advantages from a market power mitigation perspective as discussed in [7], since the call option portfolio effectively produces demand elasticity in the spot market. Indeed, participants in a mature market would employ a variety of hedging instruments with different strike prices for managing their risk. In this article, however, we propose the use of a single strike price so as to simplify the implementation of a transitional regulatory intervention. Furthermore, we envision the role of the call option obligation as a backstop hedge, rather than as a market power mitigation device that will be “in the money” and affect spot prices only on rare occasions. Thus, a single strike price is likeliest to achieve the set objective of a backstop hedge.” [pp 34]*

Comillas: lo ponía en los siguientes términos.

*“El valor de dicho precio de ejercicio debe determinarse de modo que ejerza como frontera entre los precios que se consideran relacionados con las transacciones puramente de energía (incluidos los contratos de energía de largo plazo) y los que se consideran anormalmente altos, asociados a situaciones en las que existen potenciales problemas de suministro. El precio de ejercicio debe ser suficientemente alto como para que ningún generador en condiciones normales tenga un coste por encima de este precio (aunque pueda ofertar precios mayores). De este modo, los precios de la Bolsa de energía solamente sobrepasarán el precio de ejercicio de la opción cuando el sistema se encuentre en una situación próxima al racionamiento. Se evita así que las opciones interfieran con el mercado de corto plazo. El precio de ejercicio también debe ser suficientemente alto como para que exista un riesgo y una volatilidad suficientemente importante en el precio de la Bolsa por debajo del precio de ejercicio, y que no se desincentive la firma de contratos de largo plazo de energía.*

*En conclusión, un precio de ejercicio alrededor del 150% de los costes de producción de los grupos de punta del sistema cumpliría bien su función.” (pp. 155)*

A pesar que se conocían varios modelos la CREG decidió contratar a Peter Cramton, experto en subastas, para ayudarles con el diseño del cargo. La mejor manera de resumir el diseño de Cramton es citar a los autores:<sup>37</sup>

*“The second step is to hedge the high prices completely in order to eliminate their damaging side effects without*

---

<sup>37</sup> Peter Cramton y Steven Stoft, 25 de abril de 2006, *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem: A White Paper for the Electricity Oversight Board.*



*eliminating their performance incentives. The hedge will be a call option with strike price, PS, which in the Basic Design equals VCP [the variable cost of a peaker], so the call option exactly covers the scarcity revenues. The call option is paid for with the ICAP payment, PIC. Because the call option covers the scarcity revenues exactly, suppliers must pay load all scarcity revenues they earn from capacity covered by the call option.”*

Así, había cierta diferencia en la selección del precio de ejercicio de la opción, Cramton y Stoff la ponían en el costo de la central de punta (de respaldo), Oren en el COR y Comillas entre las dos. Lo que nadie sugería fue hacer lo que hizo la CREG; ponerla por debajo del costo de funcionamiento de la central más costosa.

En Fuente: UPME efecto, la aplicación que la CREG hizo del concepto de planta térmica más costosa al mercado colombiano no produjo el mayor costo de funcionamiento. La razón es que la CREG tomó el combustible Fuel Oil No. 6 (combustóleo) como criterio de mayor costo sin analizar si generaba el costo de funcionamiento más alto. En efecto, eligió la planta con mayor Heat Rate:

*“Respecto a los datos anteriores, encontramos que la planta de menor eficiencia (mayor “heat rate”) que puede utilizar Fuel Oil No. 6 es la Planta de Barranca 3 que tiene un HR de 12.282 MBTU/MWh, por lo tanto se propone utilizar este valor para calcular el precio de ejercicio.”*  
*(Documento CREG-043 de 2006 pp. 30)*

El problema es que el combustible alternativo de la mayoría de plantas en Colombia era el diésel o Fuel Oil No. 2 y este combustible es más caro y hace que una planta con menor heat rate pero que utilice FO2 resulta tener un costo de funcionamiento superior a Barranca 3. En efecto en el año 2007, las plantas térmicas con combustóleo (Fuel Oil No 6) eran sólo unas Barranquillas y TermoCartagena. Barranca 3 había solicitado retiro de planta en el año 2005—junto con TermoOcoa—y en el momento en que la CREG fijó el precio de escasez se encontraba en obras de acondicionamiento. Barranca 3 genera con gas natural desde el año 2012 y no tiene el costo más alto de funcionamiento.

La CREG aplicó un criterio nuevo para no escoger a TermoCandelaria con ACPM:

*“La planta Barranca 3 se seleccionó por ser la planta con capacidad de utilizar fuel oil ante una condición crítica del Sistema frente a la cual resulta más económico generar con esta planta que racionar.*

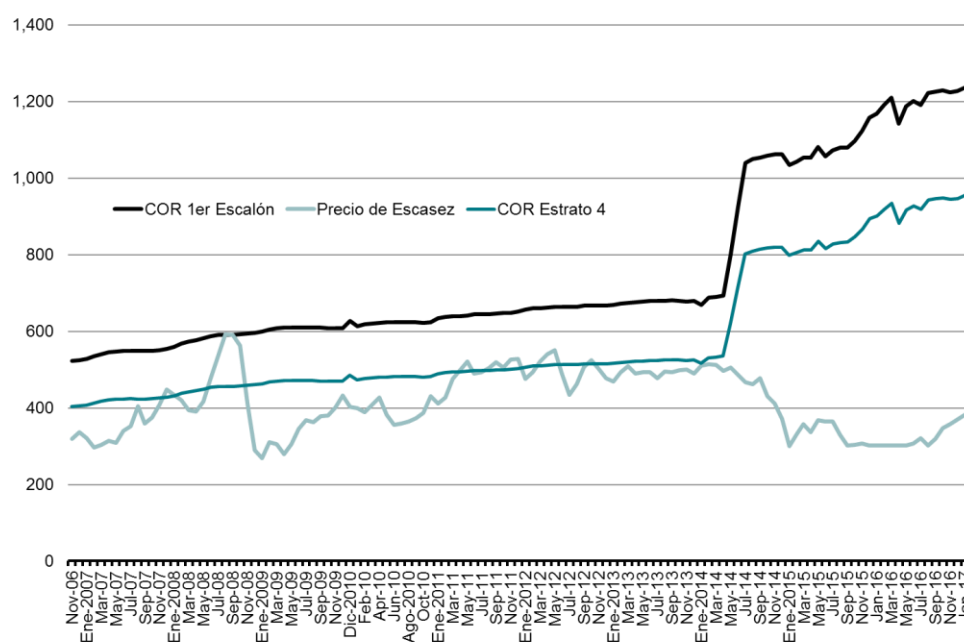
*Se seleccionó el mayor costo variable que se puede presentar antes de racionar. No se considera el Diesel importado en razón a que su utilización sería superior al del racionamiento.” Documento CREG-085 de 2006, pp 192-3.*

Claramente este era un nuevo criterio que contaba con, al menos, tres dificultades:

- Primero que, si eso era cierto, esto podría cambiar ya que el precio del combustible podía cambiar de manera diferente al del primer escalón del COR;
- Segundo, que la realidad era que la mayoría de plantas a gas que utilizaban combustible dual utilizaban ACPM; y
- Tercero, que si la planta tenía un costo de funcionamiento superior al COR era mejor racionar que operarla o, dicho de otra manera, era mejor no tener esta planta y, por lo tanto, no darle OEF.

Es tan importante el primer punto que en Colombia el COR y el precio de escasez se han separado. Con el cambio de indexación del COR y la caída del precio del combustible esta diferencia es sustancial (Ver Figura a continuación). Pero más extraño es que la CREG utilizó el COR del Estrato 4 para tomar esa decisión y no el que se usa en el estatuto de racionamiento COR 1<sup>er</sup> Escalón).

**Figura 9. Precio de escasez y COR (COL\$/kwh)**



Fuente: XM y UPME

Al fijar el precio de escasez en un nivel bajo la CREG tuvo que analizar la viabilidad de las plantas con combustible dual. La CREG hizo un análisis que le dio la tranquilidad de que ese no era el caso, consideraba la CREG que—dada la historia—la OEF sólo se ejercería un 1,18% del tiempo.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> El 27 de septiembre de 2016, la CREG publicó el documento CREG-088 de 2016. En este Resolución conocemos que la metodología de fijación del precio de escasez también utilizó un análisis histórico



El problema con este análisis era que la historia no era un buen predictor del futuro. El error en el análisis del 1,18% de la CREG nos demuestra lo difícil que es utilizar la historia como predictor del futuro en el sector cuando hay un cambio estructural. El cambio estructural en el parque de generación de Colombia ha sido la sustitución del gas natural doméstico por combustibles líquidos y, ahora, de parte de los líquidos por GNL.

Los precios de mercado mayorista con los que la CREG hizo su análisis histórico correspondían a un mercado con gas y no con combustibles líquidos. En ese mercado, y con costos de funcionamiento de las térmicas por encima del precio de escasez, la posibilidad de activación de la OEF sería diferente. El 2015-6 lo mostró claramente.

### 2.3.2 El problema del gas

A pesar que, en el 2009-10, los problemas de suministro de gas para las térmicas ya eran importantes y algunas habían tomado medidas para utilizar combustibles líquidos, existía cierta capacidad de suplir a las térmicas con gas de Venezuela o de algunos contratos interrumpibles. El verdadero cuello de botella era el transporte, sobretodo en el Interior, debido a la sobrecontratación de Ecopetrol en el gasoducto Ballenas-Barranca.

Desde la crisis de Opón Ecopetrol no había contratado suficiente capacidad de transporte de gas para cumplir con sus compromisos de entrega de gas en el interior. En el Niño 2009-10 las térmicas de interior con asignaciones de energía firme no contaban con transporte suficiente para cumplir con sus OEFs en la cantidad asignada por la CREG. Este problema de falta de transporte era conocido desde el año 2002 en que se renegociaron los contratos take or pay de todas las térmicas del interior para cumplir los compromisos de Opón.

El problema del gas ilustra los problemas de dejar en una contratación bilateral—como el transporte de gas—el problema de confiabilidad que es un problema del sistema. Las asignaciones de OEF en estos períodos no tomaron en cuenta la sobrecontratación y las penalizaciones fijadas en estos contratos no permitían una firmeza coherente con la OEF.

Las intervenciones tomadas resolvieron el problema de gas utilizando los líquidos y repartiendo el sobrecosto entre todo el sistema. Las medidas para hacerlo fueron múltiples a pesar que la anecdótica activación de la OEF (34 horas) no habría señalado el estrés del SIN.

---

presentado a TermoCandelaria en un concepto: “Por su parte, el nivel del precio de escasez fue definido por el regulador considerando dos metodologías: el nivel de precio que permitía cubrir un alto porcentaje de la historia de precios de bolsa (percentil ~ 95%, enero 1997 a diciembre 2005) y los costos variables de la planta más ineficiente que operaba en el sistema al momento de definir el valor.”

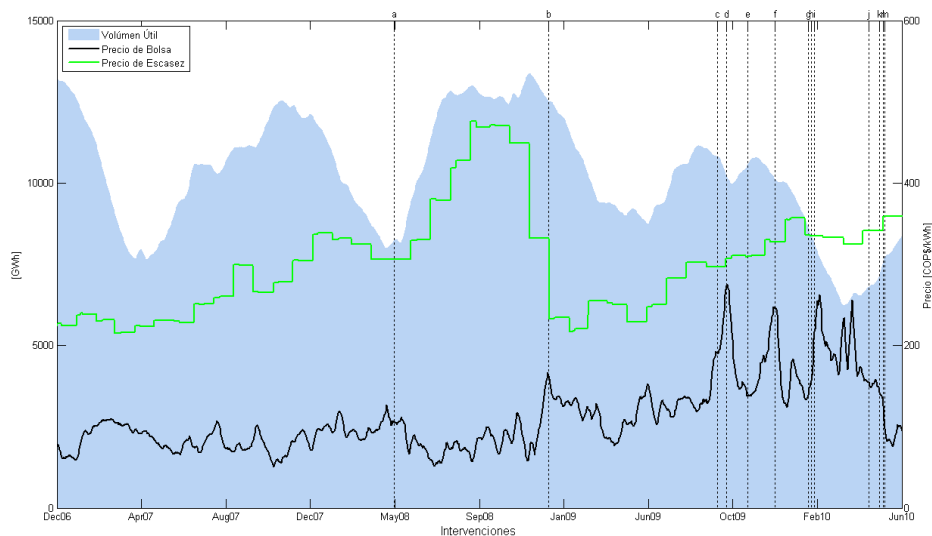
### 2.3.3 Múltiples medidas

El embalse agregado sufre una evolución diferente a la esperada en el mes de septiembre de 2009. Las autoridades esperaban incrementos del embalse hasta el mes de noviembre-diciembre de 2009 pero el embalse agregado tuvo una reducción sustancial en el mes de septiembre. Esa reducción mostró un embalse agregado por debajo de los niveles del embalse en el Niño 1997-98.

El rápido desembalse se debía a una oferta de generación térmica costosa y a un uso intensivo del agua de los embalses. Las ofertas de las centrales a gas sólo bajaron a partir del mes de octubre lo que coincidió con un aumento en el precio de oferta de la hidráulica. Se pudo observar—y fue lo que precipitó las intervenciones—una rápida reducción del embalse sin que hubiera precios altos, poco ejercicio de OEFs, que permitieran la entrada de la térmica.

Lo problemático del Niño 2009-10 es que los precios no evolucionaban de la mano de la evolución del embalse agregado. La percepción de las autoridades energéticas muestra una alta desconfianza con el mecanismo de formación de precios en el período asociado, también, a los problemas durante la realización de la subasta de 2008.<sup>39</sup> El siguiente gráfico nos permite apreciar el número de medidas tomadas y la evolución de los fundamentales del mercado.

**Figura 10. Intervenciones y fundamentales del MEM en 2009-10**



Fuente: Barrera y García (2010)

Las principales intervenciones, a-h, se presentan en el gráfico y se describen en la siguiente tabla.

<sup>39</sup> Durante la realización de la subasta de 2008 se generaron diferentes rumores en el sector sobre posibles comportamientos anticompetitivos. El MME expidió un decreto prohibiendo la participación de responsables comerciales de las empresas que conforman el CNO en sus sesiones.

**Figura 11. Principales intervenciones Niño 2009-10**

	<b>Descripción</b>
a	Subasta para la asignación de OEFs: CREG-071-2006
b	Restricción de acceso a la información: Cada agente generador dispone únicamente de su despacho y del precio de bolsa para ofertar: CREG 006 y 015 de 2009
c	Declaración del racionamiento programado de gas natural MME 18-1654
d	Generación térmica forzada y levantamiento de la restricción de información. MME 18-1654 CREG 127-2009
e	Determinación de precios de oferta una vez se incumpla la expectativa CND según el seguimiento energético del MEM CREG 137 – 2009
f	Coordinación del transporte de gas natural y combustibles líquidos. MME 18-2307
g	Definición de la degradación de la confiabilidad del sistema según el documento de referencia “Análisis de la Situación energética, resolución 137 – Semana 49”: CREG 009 – 2010
h	Compra de energía vendida y embalsada: CREG 010 – 10 (10 de febrero de 2010) CREG 010 – 2010

Fuente: *Resoluciones*

Al final del Niño se tomaron unas 74 medidas a los precios y a las cantidades. El problema de las intervenciones en un mercado complejo es que las intervenciones suelen generar consecuencias no buscadas. Es así como, por ejemplo, en Octubre 2 de 2009, la resolución MME 18-1654 interviene el mercado forzando (entre otras medidas) la generación térmica del Caribe y la térmica a carbón del interior. La medida indujo una reducción en la demanda residual para ser atendida por los demás agentes térmicos del interior y los agentes hidráulicos lo que llevó a ofertas de precio más bajas por parte de los generadores hidráulicos.

Así las intervenciones buscaron mitigar el poder de mercado pero terminaron generando nuevas intervenciones. Con la generación fuera de mérito se deprimieron los precios y los fundamentales del mercado se vieron desacoplados. El Niño 2009-10 tuvo como norma precios bajos comparados con los fundamentales del mercado como los precios de los combustibles, los aportes y el nivel de embalse.

## 2.4 El Niño 2015-16<sup>40</sup>

Las horas de ejercicio de la OEF en el Niño 2009-10 fueron muy pocas. Pero el número de horas de ejercicio empieza a aumentar a partir del año 2012 y

<sup>40</sup> Esta sección del informe analiza, según los planteamientos de McRae y Wolak (2016) el diagnóstico del Niño 2015-6. En particular su análisis sobre si el Cargo por Confiabilidad tuvo un efecto sobre los resultados del mercado. En esto los autores concluyen que el CxC tuvo un efecto sobre la duración y las magnitudes del mercado. Esta conclusión es fundamental porque el primer requisito para un cargo por confiabilidad en un esquema de mercado como el colombiano es que su existencia no distorsione los precios. La razón para alcanzar esta conclusión son los altísimos precios de mercado observados en el MEM en este período aún en una época de precios de combustibles líquidos muy inferiores a los observados en el Niño 2009-10 y con condiciones de embalse similares.

alcanza el alto nivel de horas visto en el año 2015 y 2016. La siguiente tabla presenta los números.

Durante el Niño 2009-10 no hubo necesidad de modificar el precio de escasez porque la OEF se ejerció en muy pocas horas. A la fecha, las plantas del interior que tenían contratos de gas natural pero no transporte generaron con líquidos pero ofertaron a precio de gas (y la diferencia se liquidó por fuera del mercado) y las de líquidos de la costa tuvieron acceso a gas al contar con transporte. Se interrumpieron las exportaciones de gas a Venezuela y las térmicas a líquidos generaron con gas (ya fuera real, para las de la Costa, o virtual, para las del Interior).

El resultado es que el Niño 2009-10 se saldó sin mayores problemas financieros para las plantas con costo de funcionamiento superior al precio de escasez. Durante los años que siguieron al Niño 2009-10 la OEF se comenzó a ejercer en un mayor número de ocasiones pero, antes del 2015-6, los problemas financieros no se dieron.

**Figura 12. Ejercicio de las OEFs**

Vigencia	Prima OEF USD/MWh	Activación OEF horas	Activación OEF (%)
2007-08	13,045	0	0%
2008-09	13,045	0	0%
2009-10	13,045	31	0,36%
2010-11	13,045	0	0%
2011-12	13,045	1	0%
2012-13	13,998	0	0%
2013-14	13,998	132	1,5%
2014-15	13,998	1.670	19,06%
2015-16	15,700	3.233	36,9%

Fuente: XM y CREG

Todo esto cambió en El Niño 2015-6. El bajo nivel de precio de escasez hizo que el margen entre los precios de Bolsa, contratos y precio de escasez se estrechara. McRae y Wolak ha documentado la manera en que estos precios interactúan en el mercado colombiano. Aquí explicaremos la lógica de su argumento.

## 2.4.1 El poder de mercado y la interacción de los mercados

La conclusión principal del informe de McRae y Wolak (2016) es:<sup>41</sup>

*“Concluimos que el Cargo por Confiabilidad crea una serie de incentivos económicos perversos sobre el comportamiento de los generadores, en especial cuando*

<sup>41</sup> Nuestra traducción de “We find that the RPM [cargo por confiabilidad] creates a number of perverse economic incentives for supplier behavior, particularly if suppliers have a significant ability to exercise unilateral market power, that works against the RPM mechanism ensuring an adequate supply of electricity at a reasonable price during El Niño Events.” (pp 9) [añadido para aclaración].

*existe una capacidad de ejercitar poder de mercado unilateral. Estos incentivos atentan contra la función del CxC de facilitar la cobertura de la demanda a precios razonables.”*

El problema del diseño del cargo por confiabilidad radica, según los autores, en la imposibilidad de determinar los múltiples parámetros fundamentales del instrumento. Los autores señalan el precio de escasez, el valor de la ENFICC y el valor para penalizar a los generadores hidráulicos por bajos niveles de embalse. Por eso concluyen que es necesario pensar en un mecanismo diferente.

Los autores muestran que los principales inductores del incentivo a ejercer poder de mercado son la generación en el ideal, la cantidad en contratos y la OEF. Pero el precio de escasez—o, en otras palabras, el ejercicio de la OEF—introduce discontinuidades en los incentivos. En concreto, cuando el precio está por debajo del precio de escasez el resultado es el tradicional en cuanto el incentivo depende de la posición contractual y de la generación:

- Si ventas en contrato exceden las ventas a la Bolsa el incentivo es a deprimir el precio de Bolsa porque el generador está corto de generación y es un comprador neto de la Bolsa; y
- Por el contrario, si las ventas en contrato son inferiores a las ventas en Bolsa el incentivo es a subir el precio de Bolsa porque el generador está largo de generación y es un vendedor neto en la Bolsa.

Cuando se ejerce la OEF el problema se vuelve más complejo. Los incentivos dependen de las tres cantidades. Para explicarlo es necesario recordar que el precio de escasez aplica para compras en Bolsa pero no para ventas a otros generadores (desviaciones). Un generador que compre energía para contratos la compra a precio de escasez pero la que compre para honrar OEF la compra a Precio de Bolsa.

De esa manera, los generadores derivan ingresos de la Bolsa (por desviaciones) así que cuando tienen generación ideal por encima de su OEF tienen un ingreso y su incentivo es a subir los precios. El precio de las compras o ventas de energía para honrar contratos está establecido por el precio de escasez.

Así, como confirman McRae y Wolak, los incentivos son complejos.

- Si Contratos > Bolsa > OEF los incentivos dependen de si se ejerce la OEF. Si no se ejerce el generador quiere un precio bajo de Bolsa pero si se ejerce quiere un precio muy alto de Bolsa.
- Si OEF > Bolsa > Contratos los incentivos dependen de si se ejerce la OEF. Si no se ejerce quiere un precio alto de Bolsa pero si se ejerce lo quiere lo más bajo posible.
- Si Bolsa > Contratos o OEF el incentivo es a subir los precios;
- Si Bolsa < Contratos o OEF el incentivo es a deprimir los precios.

El incentivo perverso ocurre en los dos primeros casos ya que la estrategia del generador depende de si se ejerce la OEF introduciendo discontinuidades en su estrategia.

En El Niño 2015-6 las ventas a Bolsa de los generadores con posición de dominio fueron superiores a su posición en contratos y en OEF muy frecuentemente. En esa situación el incentivo a subir los precios fue muy poderoso y el nivel de precios resultante, el más alto en la historia del mercado, lo reflejó aún con controles al precio de Bolsa. Los autores concluyen (pp 61):

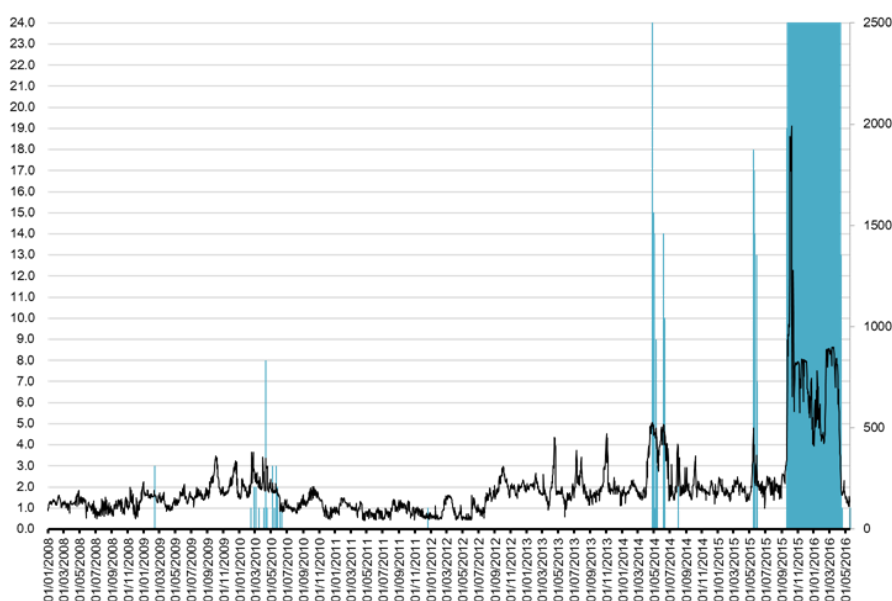
*“The results in these two tables argue that if a supplier has a significant ability to exercise unilateral market power, it will use this ability to raise the Bolsa price throughout much of the October 2015 through March 2016 time period. During virtually all of the days during this time period there are several suppliers with a significant incentive to raise the Bolsa price.”*

Los autores encuentran que la diferencia en el nivel de precios del Niño 2009-10 y el Niño 2015-6 radica en:

*“Our explanation for this difference in market outcomes can be traced to two factors. The first is the significantly smaller fraction of installed capacity available to the market during the 2015-2016 event versus the 2009-2010 event. The second is the massive increase in the ability of the largest suppliers in Colombia to exercise unilateral market power during the 2015-2016 event versus the 2009-2010 event.”*

La complejidad que introduce la OEF encontró una respuesta en altos precios en este Niño porque la OEF se ejerció en múltiples ocasiones. Esta posibilidad se veía venir en los dos veranos anteriores en los cuales aumentó sustancialmente, respecto a lo ocurrido antes, el número de ocasiones en que se ejerció la OEF. El siguiente gráfico muestra los precios y los ejercicios de la OEF incluyendo el Niño 2015-6.

**Figura 13. Precio de Bolsa (COL/kwh) y ejercicio de la OEF**



Fuente: XM. Nota; el ejercicio de la OEF está medida en horas al día.

El ejercicio de la OEF en 2016 cambió la lógica vista en El Niño 2009-10. El bajo precio de escasez en el período del Niño 2015-6 pudo explicar este alto ejercicio pero también, como demuestra Wolak, es resultado de la diferente posición contractual en OEF y en contratos OTC. Los precios resultantes del Niño, ver abajo, son de niveles no vistos nunca desde la creación del mercado.

## 2.4.2 Medidas

El Niño 2015-6 tuvo un menor número de medidas pero algunas fueron profundas y tuvieron importantes consecuencias. La primera, modificación de precio de escasez tuvo mucha repercusión y generó la discusión sobre modificación de la metodología. Pero el tope a los precios o las medidas para gestionar la demanda fueron también muy importantes.<sup>42</sup>

### Modificación al precio de escasez

La modificación del precio de escasez, Resolución CREG-178-2015, se planteó bajo el argumento de la imprevisibilidad:

*“Si bien, la demanda ha estado cubierta a los altos precios de bolsa, puesto que las compras en el mercado spot están techadas al precio de escasez y no se ha interrumpido el servicio de energía eléctrica, se han presentado una serie*

<sup>42</sup> Lo importante para nuestro estudio es que todas tienen origen conocido. (i) el bajo nivel de precio de escasez se conocía desde el año 2006; (ii) el problema de poder de mercado, uso del tope de precios, ha sido una constante desde el año 2000; y (iii) el papel de la demanda ha sido documentado hace mucho tiempo.



*de factores impredecibles y fuera de la capacidad de gestión de los agentes, que aunados al Fenómeno de El Niño, han incrementado los riesgos que enfrentan algunos generadores para honrar sus OEF, lo que al final, si no es solucionado a tiempo podría traducirse en un riesgo para la prestación del servicio de energía eléctrica.” [pp 25]*

Estos factores imprevisibles fueron:

Primero, la reducción del precio internacional del FO6 que hizo que “sus costos variables (ie. precio de los combustibles líquidos) no se redujeron en la misma magnitud que el precio de escasez”.

Segundo, cierre de la frontera con Venezuela que incrementó los costos de transporte.

Tercero, la baja disponibilidad de gas para que los térmicos a líquidos puedan sustituir por el gas más barato y, cuarto, el crecimiento de la demanda eléctrica.

La CREG, entonces, adoptó un mecanismo que permita “restablecer el nivel de riesgo que asumieron los generadores térmicos que operan con combustibles líquidos cuando se asignaron sus OEF. El criterio de análisis no parte de las eventuales pérdidas patrimoniales que estos [los generadores] puedan tener”. [pp-26]

La solución de la CREG es sencilla y basada en un análisis de la supuesta distribución de precios de escasez y el cambio estructural que la CREG encuentra a partir de 2014. Fija el precio de escasez en el nivel máximo posible para que los generadores enfrenten un precio de escasez que viniese de la misma distribución de precios de escasez entre 2006-14. La CREG fija tal nivel en 470,66 (y lo vuelve el suelo del precio de escasez):

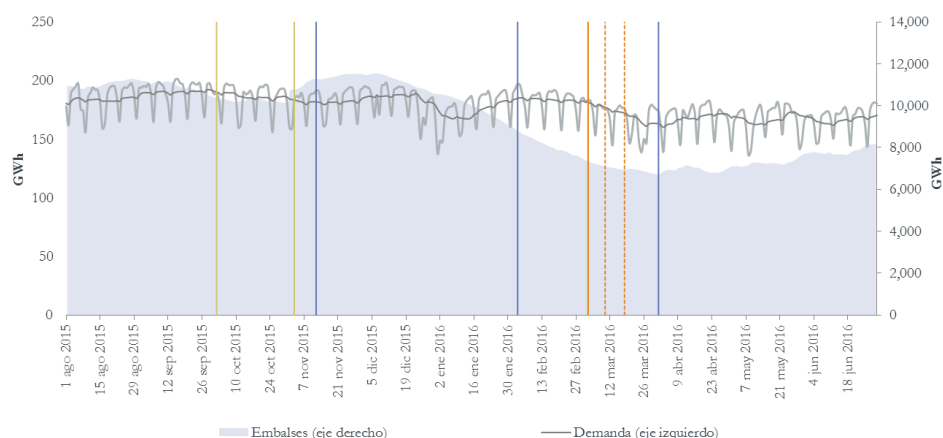
*“Como resultado de este ejercicio se puede concluir que un nivel de precio  $P^*=470,66$  COP/kwh deja a los generadores que actualmente se encuentran en riesgo en un nivel estadísticamente igual al que venían asumiendo desde que se les asignaron las OEF y que aumentó en parte por eventos inesperados.” [pp- 46].*

Pero la modificación del precio de escasez no fue siempre al alza. Por medio de la Resolución CREG-207 de 2015, la Comisión modificó la definición de los otros costos variables (OCV) para determinar el precio de escasez. En esta nueva definición del valor de servicio de AGC se descontó “la parte correspondiente de la reconciliación negativa, según se define en el artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2000, del último mes con facturación dividido por la demanda de energía comercial nacional de ese mes”. Con esta nueva definición la Comisión modificó el cálculo del precio de escasez que venía aplicando durante los 9 años anteriores.

## Otras medidas

Los siguientes gráficos ilustran las medidas tomadas y las variables fundamentales durante el Niño 2015-6.

**Figura 14. Demanda (GWh), embalse agregado (GWh) y medidas 2015-6**



Fuente: XM y regulaciones

En octubre de 2015,<sup>43</sup> la CREG empezó a expedir resoluciones para enfrentar la subida de precios de bolsa observada en septiembre de 2015. El Ministerio respaldó a la CREG a través del Decreto 2108 del 26 de octubre de 2015. Con este decreto, le otorgó autonomía para tomar decisiones en situaciones extraordinarias.<sup>44</sup>

Entre octubre de 2015 y abril de 2016, la CREG expidió 28 resoluciones con medidas y 8 con propuestas para enfrentar los efectos de El Niño.<sup>45</sup> Las

<sup>43</sup> Hubo dos medidas anteriores pero importantes de resaltar por lo contradictorias. En septiembre de 2015, la CREG presentó un proyecto para convocar una subasta de reconfiguración de venta para el período entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016 (Resolución 144 del 18 de septiembre de 2015). La justificación para la subasta era el exceso de OEF para ese período. En septiembre de 2015 los precios ya estaban altos. Segundo, la resolución 138 de septiembre de 2015 atendía una posible situación crítica con la participación de las plantas de despacho no centralizado en el CxC. Sin embargo, los agentes solicitaron simplificarla argumentando no haber podido acogerse a sus disposiciones porque la medida resultaba compleja.

<sup>44</sup> El decreto adiciona un artículo (2.2.3.2.1.4) al Decreto Único Reglamentario del Sector:  
*“Adopción de medidas en situaciones extraordinarias. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ante la presencia de circunstancias extraordinarias que afecten o amenacen afectar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias, adoptará las medidas necesarias para garantizar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias.*  
*Parágrafo. Las medidas que adopte la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en desarrollo de lo dispuesto en el presente artículo, tendrán vigencia hasta por seis (6) meses prorrogables. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), estará obligada a levantar las medidas adoptadas, una vez se restablezca la normalidad.”*

<sup>45</sup> Algunas de las propuestas presentadas no prosperaron como medidas definitivas. Este es el caso de las siguientes resoluciones: 173 de octubre de 2015 que modificaba el despacho económico, el predespacho ideal y el despacho programado con el objetivo de administrar el desembalsamiento; 209 de noviembre de 2015 que modifica el AGC para hacer frente al incremento en los costos de este servicio; 230 de diciembre de 2015 para permitir la negociación de capacidad excedentaria de transporte de gas natural; 238 de diciembre de 2015 para modificar la remuneración del servicio AGC y ajustar el proceso de optimización para la asignación de la reserva de AGC; 239 de diciembre de

resoluciones se orientaron a regular los siguientes aspectos: precios de bolsa, precios de las reconciliaciones negativas, disponibilidad de energía y flexibilidad del sistema, estabilidad financiera de los generadores, y tarifas al usuario final e incentivos al ahorro.

Durante este período, con frecuencia, la CREG modificó sus decisiones poco tiempo después de haberlas expedido (en promedio 2.3 semanas). La mayoría de las medidas fueron de carácter temporal. Hasta que el Ministerio expidió el Decreto 2108 de 2015, la vigencia estuvo definida hasta que el nivel agregado de los aportes en el SIN fuera mayor a 90%. El decreto fijó en 6 meses (prorrogables) la vigencia de las decisiones que la CREG tomara en una coyuntura de situaciones extraordinarias.

El 13 de octubre de 2015, la CREG definió un **precio máximo de las ofertas** para el despacho diario y los servicios de AGC (Resolución 172 de 2015). Según la Comisión, El Niño había incidido en la valoración del agua haciendo que el precio de bolsa sobrepasara el costo de la generación térmica y el de racionamiento a pesar de la ausencia de problemas de abastecimiento. La Comisión justificó el precio máximo como una medida para controlar las distorsiones en el precio de bolsa y sus efectos en el mercado.<sup>46</sup>

Según la CREG, la distorsión en el precio tenía los siguientes efectos:

- Hacer onerosa la salida de los generadores con indisponibilidades no cubiertas o salidas forzadas;
- Incrementar (x5) el costo de las restricciones que pagan los usuarios; y
- Elevar el costo del AGC.

A través de la Resolución 172 de octubre de 2015, la Comisión fijó el precio máximo en 75% del costo del primer escalón de racionamiento hasta que el nivel agregado de los aportes en el SIN fuera mayor a 90%. Complementariamente, definió el siguiente orden de entrada en mérito para las plantas cuyo precio de oferta superara el precio máximo:

1. Plantas térmicas empezando con las de menor heat rate,
2. Plantas hidráulicas con embalse útil diario mayor que NEP (ordenadas aleatoriamente),
3. Plantas hidráulicas con embalse útil diario igual o menor que el NEP (ordenadas aleatoriamente).

Dos meses después (el 11 de diciembre de 2015), la Comisión modificó el orden de despacho para las plantas hidráulicas con embalse (Resolución

---

2015 sobre la participación de las Plantas no Despachadas Centralmente en el Cargo por Confiabilidad; 001 de 2016 para modificar el Estatuto de Desabastecimiento en el MEM.

<sup>46</sup> En el Documento 114 de 2015, la Comisión justificó por qué consideraba la dinámica de los precios como una distorsión. Según la Comisión: “En un sistema hidro-térmico el costo de oportunidad del recurso hidráulico debería ser el costo de la térmica más costosa que se espera utilizar, llegando al costo de racionar si en el horizonte se avizora racionamiento.[...] En ese sentido, tener costos de los recursos por encima del costos de racionamiento no es consistente con la situación energética en donde los análisis muestran que en los diferentes ejercicios no se presenta un valor esperado de racionamiento mayor a cero”.

226 de 2015). En lugar de hacerlo aleatoriamente, determinó ordenarlas según el factor de reserva. El 6 de marzo de 2016, la CREG modificó el criterio para definir el factor de reserva (Resolución 028 de 2016) reduciendo el factor calculado.

El 1 de abril de 2016, la Comisión expidió la Resolución 044 de 2016 con la cual introdujo una fórmula para **determinar la cantidad máxima diaria a generar por las plantas con embalse**, fijó un precio mínimo de oferta para estas plantas y modificó el pre-despacho ideal. El precio mínimo lo definió como el precio de oferta de la térmica más costosa más 1/24 del costo de arranque y parada. La Comisión modificó el pre-despacho ideal para que la disponibilidad de los recursos CDM se valoraran a su precio de oferta. El 27 de abril de 2016, la Comisión derogó esta resolución por el regreso en operación de las centrales de Guatapé y la recuperación de los aportes y embalse (Resolución 053 de 2016).

El 2 de octubre de 2015, la CREG modificó el precio de las **reconciliaciones negativas**. A través de la Resolución 159 de 2015, la Comisión definió el precio de las reconciliaciones negativas como el mínimo entre el precio de bolsa y el precio de escasez. Lo anterior, atendiendo la solicitud de GECELCA y CELSIA que argumentaban asumir un valor adicional en el pago de las reconciliaciones negativas durante los períodos críticos.

La Comisión modificó esta decisión una semana después atendiendo a las observaciones de XM sobre la necesidad de incluir todos los posibles casos de liquidación para calcular el precio de reconciliación negativa. La Resolución 168 de 2015 definió 7 posibles escenarios en los que un agente enfrenta reconciliaciones negativas y fijó 6 fórmulas de precio.

El 26 de octubre de 2016, la Comisión hizo una tercera modificación al precio de la reconciliación (Resolución 176 de 2015). La Comisión señaló que era incorrecto mantener el pago de las reconciliaciones negativas hasta el precio de escasez y no hasta los costos variables o hasta el costo de oportunidad del agua. Según la Comisión, este desbalance en la liquidación del mercado afectaba a los usuarios finales quienes asumían las reconciliaciones negativas a través del costo de las restricciones. La resolución modificó el precio de las reconciliaciones negativas y ordenó corregir la liquidación *retroactivamente*. En marzo de 2016, la Comisión expidió una resolución (Resolución 043 de 2016) para aclarar el período de ajuste de la facturación (a partir del 20 de septiembre de 2015).

Pero también se tomaron medidas para ampliar la oferta.

Primero, aumentando la **oferta de gas**; el 13 de octubre de 2015, la Comisión expidió la Resolución 170 de 2015 para facilitar la adquisición de gas natural habilitando la negociación directa de los excedentes para el período entre el 1 de noviembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016.

Segundo, aumentando la **oferta de energía firme**. El 3 de septiembre de 2015, la CREG expidió la Resolución 138 de 2015 a través de la cual adoptó reglas para que las plantas no despachadas centralmente participaran en el

CxC. La resolución permitía que no se hiciera de forma centralizada la liquidación del CxC para las plantas con menos de 20 MW de capacidad cuya variación entre la generación programada y real cumpliera el umbral de desviación recibido. Además:

- El 13 de octubre de 2015, a través de la Resolución 171 de 2015, la CREG habilitó a las plantas menores con tele-medida para negociar su disponibilidad en el MEM directamente en bolsa o en negociaciones bilaterales.
- En octubre 27 de 2015, la Comisión flexibilizó las condiciones de conexión para las plantas menores, cogeneradores y autogeneradores (Resolución 179 de 2015).
- El 6 de marzo de 2016, la CREG (Resolución 026 de 2016) redujo temporalmente las reglas sobre el registro de fronteras comerciales de generación y las exigencias de medición para que los autogeneradores y generadores con plantas con capacidad igual o superior a 1 MW y menor a 10 MW pudieran entregar energía al sistema y las transacciones correspondientes pudieran registrarse en el MEM.

Tercero, se actuó sobre las **exportaciones e importaciones de energía**. El 12 de noviembre de 2015, la Comisión redujo temporalmente de 8% a 1% el umbral para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utiliza para decidir una importación a través de las TIE (Resolución 196 de 2015). El objetivo de CREG era activar las importaciones de energía.

El 27 de noviembre de 2015 (Resolución 210 de 2015), la Comisión redefinió las garantías para las TIE referenciándolas al precio de escasez. Estableció que los generadores que cubrieran sus OEF con importaciones debían asumir la garantía necesaria para cubrir la TIE equivalente a la diferencia entre el precio de bolsa y el de escasez.

El 3 de febrero de 2016, la Comisión limitó las exportaciones de energía eléctrica a las situaciones en que fuesen necesarias para suplir la generación de seguridad en el país importador (Resolución 009 de 2016). Únicamente habilitó la exportación de la energía generada por plantas térmicas operando con combustibles líquidos que no se requirieran para cubrir la demanda total doméstica. La Comisión tomó esta medida para responder al aumento de las transacciones de energía hacia Ecuador.

Cuarto, aumentó la **declaración térmica de disponibilidad**. El 11 de diciembre de 2015, la Comisión incluyó temporalmente una causal de re-despacho atendiendo el anuncio de las térmicas de poder aumentar su disponibilidad aunque no fuese declarada ni programada en el despacho económico. En principio, esto no está permitido por la regulación a menos que sea solicitado por el CND. La Resolución 228 de 2015 permitió aumentar la disponibilidad de una planta de generación térmica de forma parcial en

alguna unidad o en todas sin que se limitara a requerimientos de seguridad eléctrica en el SIN.

Quinto, se **amplió la oferta de AGC**. El 6 de marzo de 2016, la Comisión, a través de la Resolución 027 de 2016, permitió que las plantas a las que se les asignara el servicio de AGC fueran objeto de reconciliación, con independencia de que su oferta resultara o no en mérito, y estableció un procedimiento transitorio para asignar la reserva de regulación. El objetivo de la Comisión era asegurar que el servicio lo prestaran los recursos de generación en capacidad de hacerlo sin afectar el despacho de energía.

La Comisión también buscó reducir el impacto tarifario de los altos precios:

- El 2 de octubre de 2015, la CREG amplió el plazo para moderar incrementos abruptos en la tarifa a través de la acumulación de saldos a pagar por el usuario a lo largo de un período de tiempo. Esta medida regía desde 2008 y había establecido un plazo de suavización del incremento tarifario hasta mayo de 2016. Con la Resolución 158 de 2015, la CREG amplió el plazo hasta octubre de 2018.
- El 3 de noviembre de 2015, la CREG definió un techo al traslado a los usuarios del costo de las restricciones: 9.9 \$/KWh (Resolución 195 de 2015). El costo de las restricciones no asignadas a la demanda en cada mes se diferiría en tantos meses como fuese necesario para terminar de cubrir el monto. El objetivo de la CREG con esta resolución era minimizar el impacto que podría tener un alto costo de las restricciones para la estabilidad financiera de los comercializadores expuestos a precios de bolsa.

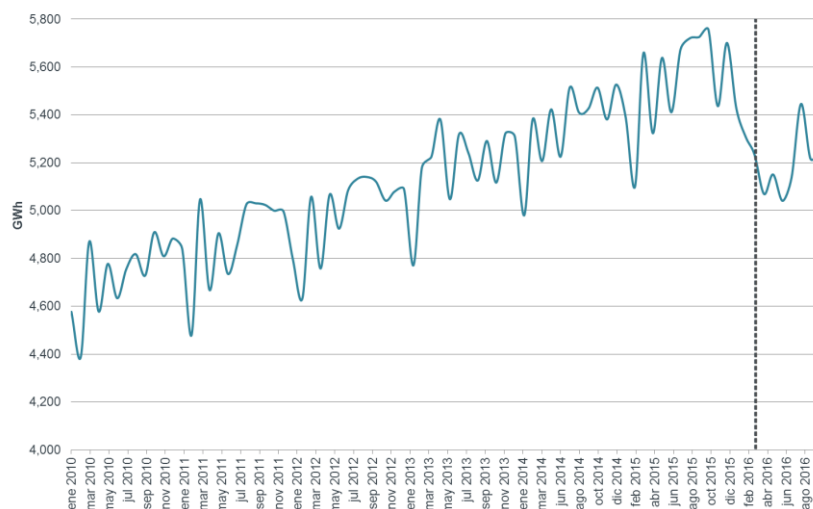
Las medidas de respuesta de la demanda demostraron una efectividad alta (ver Figura) sobretodo el lanzamiento del programa de gobierno “Apagar Paga”.<sup>47</sup>

---

<sup>47</sup> Medidas de respuesta de la demanda no son nuevas en Colombia. La CAF las propuso en el año 2000 y diversos analistas las han pedido a lo largo del tiempo. La CREG, entendemos, ha sido reticente a adoptar esquemas de compensaciones (aunque sí lo hace en calidad de la distribución eléctrica) y en El Niño tuvo varias iniciativas fallidas.



**Figura 15. Efecto del programa Apagar Paga**



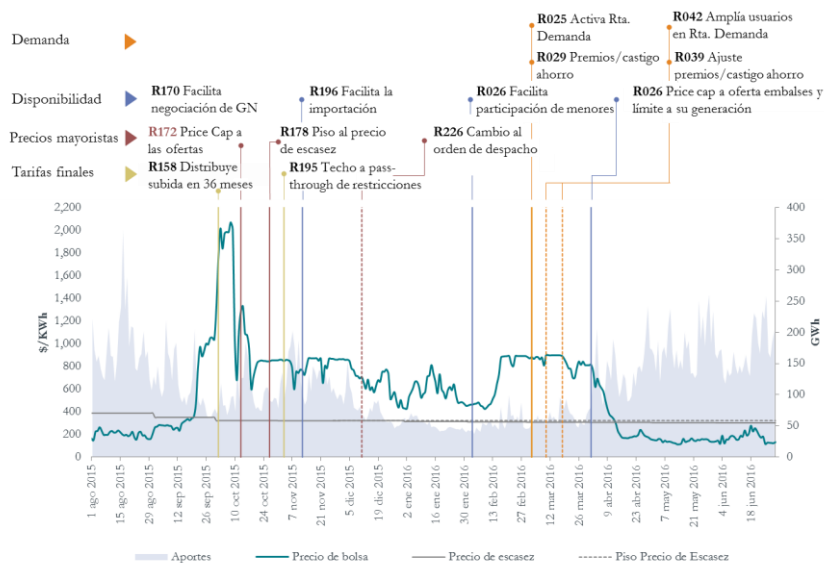
Fuente: XM

El 3 de marzo de 2016, la Comisión adoptó el procedimiento que utilizaría el CND para activar el programa de respuesta de la demanda en el pre-despacho ideal (Resolución 025 de 2016). Los antecedentes de esta resolución son la propuesta presentada en febrero de 2015 (Resolución 011 de 2015) y sus ajustes realizados en noviembre de 2015 (Resolución 212 de 2015). Es decir, la expedición del programa tomó un año.

El 18 de marzo de 2018, la Comisión ajustó el programa de participación de la demanda (Resolución 042 de 2015) ampliando el rango de los usuarios no regulados con posibilidad de participar en el esquema. El 7 de marzo de 2016, la Comisión definió un esquema de tarifas diferenciales para promover el ahorro voluntario de energía (Resolución 029 de 2016). El diseño contempló premios al ahorro y penalizaciones al consumo por encima de la meta de ahorro.



**Figura 16. Medidas tomadas en El Niño 2015-6, precios y aportes**



Fuente: Regulaciones

Una semana después, la Comisión ajustó el esquema tarifario propuesto a través de la Resolución 039 de 2016 atendiendo a la solicitud de los comercializadores de incluir los casos que no fueron contemplados en la resolución (por ejemplo clientes nuevos, facturación bimestral y consumos medidos con aforos). Un ajuste adicional fue premiar el ahorro con el valor de la tarifa y castigar el consumo adicional con un valor equivalente al doble de la tarifa. El 23 de abril de 2016, la Comisión finalizó la aplicación de las tarifas diferenciales a través de la Resolución 051 de 2016.

Aunque el número de medidas tomadas fue menor en 2015-6 que en 2009-10 hay dos cosas que llaman la atención (ver Figura):

- La profundidad de las medidas; y
- Su temporalidad.

La profundidad de las medidas tiene que ver con el alcance de las modificaciones (intervención en precios y cantidades) y la temporalidad plantea interrogantes.

## 2.5 Conclusión

Hemos visto que la llegada de los Niños fuerza la modificación de las reglas del MEM. Pero también vemos que los cambios a las reglas no son permanentes sino temporales. Si el diseño de mercado puede modificarse en cada Niño para después volver a algo que se asemeja al diseño pre-Niño, surgen varias preguntas:

- ¿Es el Niño un fenómeno que no permite el funcionamiento del mercado?

- ¿Reduce la escasez el costo regulatorio de cambiar el diseño del MEM?
- ¿Si las medidas se requieren para que el mercado funcione por qué no son permanentes?
- ¿Si el cargo por confiabilidad es la herramienta para confiabilidad en un estado crítico, por qué se requiere un Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento?<sup>48</sup>; y
- ¿Por qué se ha alterado el MEM1.0 sin avanzar en los aspectos por desarrollar?

Parece existir una creencia que el mercado no funciona pero no es por la regulación porque si así fuera no se restituiría el diseño. En nuestra opinión esto sugiere un problema institucional importante porque el MEM se ha diseñado para la escasez y el cargo por confiabilidad es una clara intervención a un mercado de energía. El problema institucional se plasma en un indicador simple; el número de regulaciones (ver Figura); aumenta en el tiempo a pesar que el MEM no se completa de acuerdo a lo que se requería y que las revisiones regulatorias son largas.

A la fecha, el diseño del MEM dista del modelo original de la Resolución CREG-025-1995. Y aunque es normal que muchas reglas de mercado se modifiquen lo extraño del modelo de mercado en Colombia es que no se han rellenado los vacíos iniciales y se ha perdido la coherencia que tenía el modelo original.

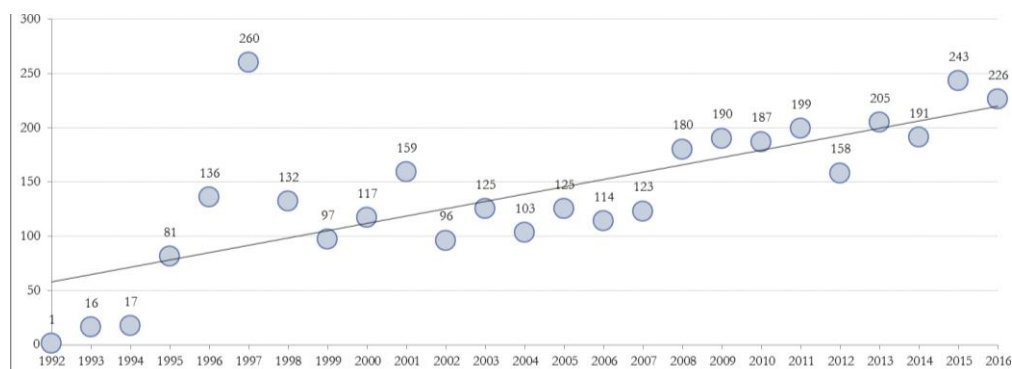
Es así como el modelo TSO original inglés se pierde en la preparación para la privatización de ISA sin que se alcance a crear un modelo ISO, como la regla de mínimos operativos se ha sustituido por una regla muy compleja de operación del sistema como lo es el ESRDA, y como el modelo del Pool de ofertas horarias simples ha desaparecido sin que se hayan hecho las cosas que se han hecho en otros mercados como:

- Introducción de ofertas vinculantes de venta;
- Introducción de ofertas de compra de la demanda en el Pool;
- Creación de mercados intradiarios;
- Surgimiento de mercados a plazo estandarizados;
- Creación de mercados de desvíos; y
- Creación de mercados para los servicios complementarios.

---

<sup>48</sup> Entendemos que el ESRDA no se activó durante El Niño 2015-6.

**Figura 17. Número de Resoluciones CREG 1994-2016**



Fuente: CREG

Pero también encontramos una falta de coordinación institucional para resolver problemas que tienen de política, regulación, operación y, en general, las funciones que quedaron separadas.

Nuestra hipótesis es que mucho de la actividad regulatoria ha sido por la imposibilidad de controlar el poder de mercado en situaciones críticas—produciéndose un cierto desencanto con el modelo más liberal de mercado—que genera alta preocupación en las autoridades en situaciones críticas que hacen que el sistema se intervenga sin una dirección clara. Es así como los grandes esfuerzos hechos con el cargo por confiabilidad no han sido insuficientes para dejar al sistema asignar recursos en las situaciones de escasez.

Encontramos que los orígenes del problema institucional son tres:

- Falta de credibilidad en el resultado del mercado;
- Problemas asociados a falta de coordinación de las instituciones;
- Problemas en la rendición de cuentas.

Las siguientes secciones los desarrollan en detalle.

## 3 ORIGEN DE LOS PROBLEMAS INSTITUCIONALES

Las secciones previas han ilustrado que los problemas institucionales del MEM se plasman en la facilidad de modificar las reglas sin que se logre un avance en el diseño básico del mercado. El Pool colombiano fue pionero en los años 90 pero hoy día ha modificado reglas existentes sin profundizar en resolver asuntos importantes para el mercado. La revisión internacional de Ernst & Young (2016) aporta varias perspectivas útiles para mejorar este diseño.

Con independencia del diseño de mercado que resulte en el largo plazo es indispensable que las instituciones se sientan identificadas en las soluciones lo cual sólo es posible si el marco institucional y, sobretudo, el mecanismo de adopción de normas es transparente y objetivo. En esto ahondamos en la siguiente sección.

Esta sección analiza las razones por las cuales las reglas varían mucho sin una dirección clara de mayor competitividad con seguridad de suministro y sostenibilidad. Hemos dividido las múltiples razones en los siguientes temas:

- Falta de credibilidad en el resultado del mercado;
- Problemas asociados a falta de coordinación de las instituciones;
- Problemas en la rendición de cuentas.

Esta sección los desarrolla.<sup>49</sup>

### 3.1 Lógica del modelo institucional actual

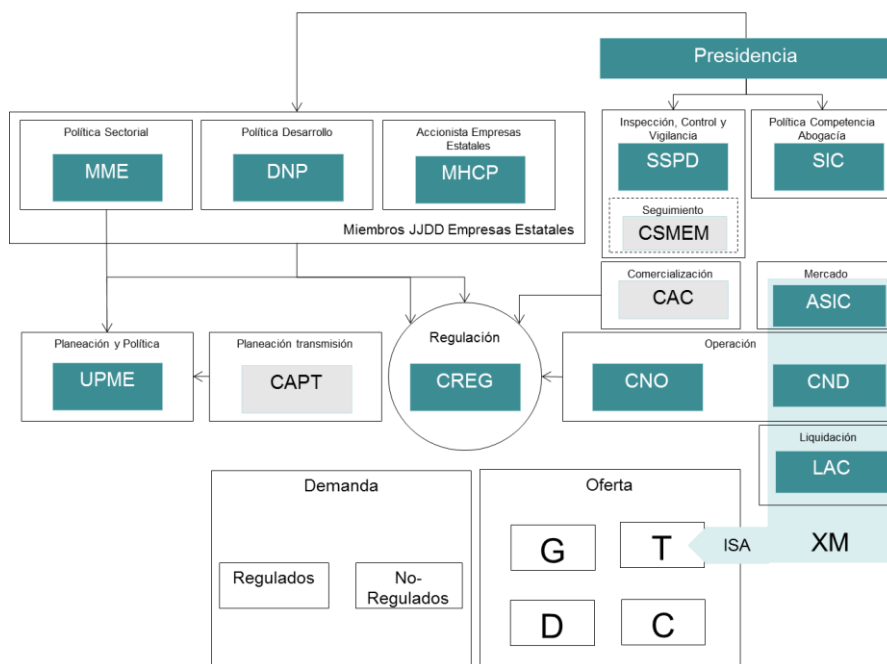
Para claridad de la exposición la siguiente figura ilustra el orden institucional, actual, de acuerdo a funciones e instituciones. Podemos documentar:

- Política sectorial: MME con colaboración de la UPME quien, a su vez, elabora los Planes Energéticos Nacionales y los Planes de Expansión. El MME también determina los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad.
- Gestión de las acciones de la Nación en las empresas estatales: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Política de Desarrollo: Departamento Nacional de Planeación.

---

<sup>49</sup> Esta sección se ha preparado tras entrevistas a personal directivo de las siguientes instituciones: (i) MME, (ii) SIC, (iii) SSPD, (iv) CREG, (v) XM, (vi) CNO, y (vii) UPME. Sobra decir que lo aquí reportado se ha beneficiado de estas opiniones pero no es atribuible a las personas entrevistadas ni tampoco a las instituciones.

**Figura 18. Gobernanza actual**



Fuente: Autor

Estos tres ministerios forman parte de la Comisión de Regulación de Energía y de las Juntas Directivas donde la nación tiene participación en el sector. Junto con 8 expertos comisionados conforman el Directorio de la CREG.

- La CREG regula los 4 sectores (electricidad, gas, GLP y combustibles líquidos) y promueve la competencia. La asesoran:
  - El CNO: que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.
  - El CAC: asiste a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía;
  - El Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT). Que a su vez asesora a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.
- XM, propiedad de ISA (principal transmisor) que engloba las funciones de:
  - ASIC: encargado del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del

cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales.

- CND: encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional - SIN. Está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.
- LAC. Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional - STN. encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN y del SDL.
- SIC: política de competencia y abogacía de la competencia; y
- SSPD: Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción por parte del Presidente de la República. Ha buscado hacer un seguimiento del mercado a través del Comité de Seguimiento del MEM.

La lógica del diseño es la separación de las actividades. Sin embargo, en el diseño quedaron varios solapamientos:

- MME: Regulación/Política/Coordinación/Asistencia a JJDD
- UPME: Planeación/Política;
- CNO: operación pero con agentes del mercado (problema de composición del CNO);
- XM: operación/mercado/liquidación y, a través de ISA, transmisión;
- Competencia: CREG/SSPD(CSMEM)/SIC

Un traslape se presenta en la operación CND/CNO pero es inevitable y recomendable.

Pero lo que observamos en la práctica es que la separación de funciones no se da y hay invasión de funciones de una institución a otra. Ahora analizamos cómo se ha dado en la práctica.

## 3.2 Falta de credibilidad del resultado del mercado

En los eventos de Niño, por su duración e incertidumbre, existen serias presiones para intervenir el MEM. Esas presiones se suelen presentar porque existe desconfianza respecto de la operación del mercado. Estas se suelen presentar debido a varios problemas pero el resultado es que se

suele modificar, con facilidad, las medidas en un lapso breve de tiempo. Esto puede atribuirse a:

- Existencia de poder de mercado;
- Falta de información confiable;
- Posible existencia de riesgo sistémico;
- Problemas de índole financiera en la determinación de OEFs; y
- En general, una tendencia a la centralización del mercado.

Esta sección desarrolla cómo se presentan estos problemas y a qué se debe.

### 3.2.1 Poder de mercado

Los mercados eléctricos suelen ser oligopólicos pero se considera que la ausencia de barreras a la entrada puede lograr que el resultado del mercado mejore con la entrada de nuevos generadores. En Colombia el poder de mercado ha sido una preocupación de las autoridades regulatorias lo que se manifiesta en restricciones *ex ante* como son:

- Topes al crecimiento de las empresas;
- Topes a la fusión de empresas (la franja de potencia).

Además de las restricciones *ex ante* también existe la política de competencia—o control *ex post*—que en Colombia ha recaído entre las funciones de la SSPD y la SIC. Hoy día la competencia en abuso de posición de dominio está en la órbita de la SIC mientras que el cumplimiento de la regulación está en las competencias de la SSPD. La SIC ha estado activa en el tema de fusiones, sobre todo en el proceso de compra de Isagén, mientras que, en ciertas ocasiones, las investigaciones de cumplimiento de la regulación se han mezclado con las de poder de mercado.<sup>50</sup>

Al igual que en otros mercados eléctricos existe un agente de vigilancia permanente de los resultados del mercado (el CSMEM). Sin embargo, este ente no tiene estatus legal y, a pesar de la frecuencia de sus informes, no ha tenido mucho eco en las decisiones regulatorias. Entendemos que es un ente financiado por la SSPD y no parte de la cuota de regulación de las empresas reguladas.

Varios estudios del CSMEM y de autores independientes han ilustrado algunos de los problemas de poder de mercado en Colombia. Más interesante aún es que la misma CREG ha documentado problemas de poder de mercado en las subastas de cargo por confiabilidad, en la formación de precios de contratos y en el mercado spot. Estos problemas vienen de tiempo atrás, por ejemplo, la resolución CREG-034-2001 es la

---

<sup>50</sup> Es nuestro entender que sanciones por abuso de posición de dominio han sido marginales. Esto no es inusual en otros mercados pero la diferencia con Colombia es que las investigaciones de competencia sí tienden a generar modificaciones a las reglas.



primera resolución que intenta controlar el poder de mercado—de una manera administrada—del mercado spot.

Pero las medidas adicionales para controlar el posible poder de mercado han sido pocas. El cargo por confiabilidad ha utilizado el precio de escasez para controlar el poder de mercado pero al fijarse por debajo de la térmica más costosa ha generado otros problemas.<sup>51</sup> También en el Niño 2015-6 se le puso un tope a los precios de Bolsa pero éste se ha eliminado tras el paso del fenómeno.

No es que no hayan existido iniciativas para introducir cierto control a la conducta de agentes en el mercado spot. La CREG, de hecho, presentó varias propuestas para introducir mecanismos de control en el año 2010. Sin embargo, las propuestas se archivaron sin mayor explicación a pesar de haberse presentado a la industria para discusión.<sup>52</sup>

En nuestra revisión de los estudios realizados en Colombia y en los informes periódicos del CSMEM hemos contrastado una preocupación estructural con el tema de poder de mercado. Esta preocupación ha sido evidente en las propuestas que hizo la CREG en el año 2010 pero que no han sido adoptadas.

Sin embargo, observamos:

- Falta de sanción por conductas anticompetitivas;
- Ausencia de estudios de las autoridades sobre el estado de la competencia y propuestas para el fomento de la competencia;<sup>53</sup>
- Ausencia de liberalización del segmento minorista;
- Ausencia de introducción de medidas de competencia en la contratación a plazo;
- Ausencia de implementación de medidas estructurales a empresas existentes.

Lo cual ilustra una desconfianza sobre el poder de mercado de los generadores y una reticencia a adoptar nuevas medidas estructurales o permanentes además de las medidas tomadas en medio de un Niño.

### 3.2.2 Falta de información confiable

La Comisión considera que la energía firme es un bien homogéneo, o sea comparable entre tecnologías, y por eso no es necesario hacer subastas por tecnología. Una de las preocupaciones más serias expresadas por la UPME es que la composición hidrotérmica del parque se puede estar sesgando hacia la hidráulica con las últimas subastas de confiabilidad.

---

<sup>51</sup> La Resolución CREG-178 de 2015 lo modificó en consecuencia.

<sup>52</sup> Ver CREG (2010) Documento CREG-118-2010.

<sup>53</sup> La CREG tiene funciones bastante amplias y restrictivas sobre el estado de la competencia hasta ordenar remedios estructurales. Tiene la facultad de promover la competencia lo que la faculta para ordenar medidas muy ambiciosas.

McRae y Wolak (2016) han mostrado cómo, en los últimos años, la contribución térmica viene aumentando—en energía—a pesar que la potencia instalada es fundamentalmente hidráulica. Citamos a los autores y sugerimos ver los gráficos presentados por ellos en el Capítulo 2 del Informe:

*“First, particularly since 2010, most of the increase in installed generation capacity has come from investments in hydroelectric generation capacity. Second, despite this trend in new capacity investments, over this same time period the fraction of energy produced from thermal generation units has grown significantly. These two trends have put significant pressure on the RPM mechanism to achieve its stated goal, because the capacity utilization rate of thermal generation units has had to increase above historical levels during non-El Niño periods over this time period to keep up with the growing demand for electricity in Colombia.” (pp 12)*

La falta de entrada de capacidad térmica de respaldo es una de las preocupaciones mencionada por el Plan Energético Nacional que ha alertado la necesidad de orientar el mix tecnológico a futuro. La CREG ha considerado innecesaria la modificación del mix porque podría afectar el costo de la confiabilidad (Documento CREG-68-11):<sup>54</sup>

- El producto de las Obligaciones de Energía Firme es energía firme y la forma de cálculo hace que “la energía que es asignada con Obligaciones de Energía Firme tienen la misma firmeza sin importar la tecnología.”
- “Las subasta [sic] por tecnología no cambiarán el nivel de firmeza del sistema, pero sí afectarían el nivel de competitividad del esquema, al definir una segmentación del mercado de la confiabilidad por tecnología lo que les daría poder de mercado, que seguramente redundará en mayores costos para el sistema”.

En este sentido debe recordarse que la energía firme es un cálculo regulatorio y, como tal, sujeto a errores. Hemos podido constatar en las entrevistas realizadas la creencia que, en algunos casos, la ENFICC de algunas plantas hidráulicas está sobreestimada porque algunos embalses más complejos tienen errores de modelización o existe poca confianza en los estudios de batimetría debido a la alta probabilidad de sedimentación de algunos embalses.

Evidencia importante de la falta de fiabilidad de la información se produjo en El Niño pasado. Como los embalses operaron a niveles no vistos desde 1991-92 fue muy importante observar la redefinición, al interior del CNO, de algunos de los parámetros de los embalses. La razón es que no se había podido comprobar el funcionamiento con esos niveles de embalse y se

---

<sup>54</sup> Al respecto creemos que aunque se concluyera que es óptimo no hacer subastas por tecnología no sería por estas razones. Para que las subastas de confiabilidad funcionen bien es condición necesaria que el mercado de combustibles funcione bien. Esto no ha ocurrido en el mercado de gas colombiano y prueba de ello ha sido la subvención del sistema a la planta de GNL.

generaron dudas también respecto a los requerimientos de los embalses multiuso.

En Colombia la responsabilidad de la información está en el agente pero la verificación no se hace de manera independiente. No es posible gestionar un sistema hidrotérmico si la información no es fiable. Esto puede explicar las diferencias de opinión surgidas en El Niño 2015-6 sobre el balance energético.

### 3.2.3 Riesgo sistémico

En el mercado eléctrico—sobre todo los hidrotérmicos—existen algunos paralelos con los mercados financieros por la posibilidad de riesgo sistémico. En los mercados financieros existen dos problemas que dan lugar al riesgo sistémico:

- Cuando un banco entra en bancarrota hace que sus depositantes incurran en pérdidas superiores a las del banco;
- Cuando un banco entra en bancarrota en una crisis financiera sus pérdidas son superiores porque sus efectos se transmiten al resto de la economía (en forma de contagio o efecto sobre la actividad económica).

En el sector de generación el segundo efecto es el más importante. El primero no es muy importante en cuanto una empresa de generación tiene flujos de ingresos (no stocks como los ahorros) que se pueden interrumpir con su bancarrota. El segundo, el tema del racionamiento, sí es importante y la razón por la cual en Colombia hay un cargo por confiabilidad.

En una situación de racionamiento—sin cargo por confiabilidad—la pérdida del generador es la no venta de energía pero—con cargo por confiabilidad—es la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio de escasez multiplicada por su OEF. Ese valor esperado parece haber sido insuficiente para que el incentivo del generador se alinee con el mercado.

Debemos entonces identificar al generador y sus acciones por separado para que se le pueda exigir la modificación de su actuación. Esto implica necesariamente identificar los casos en los que el generador está poniendo en riesgo el cumplimiento financiero de la OEF. No podemos insistir que el generador incumpla la OEF simplemente, tenemos que asegurarnos que:

- La incumple financieramente;
- Genera racionamiento.

Esto implica hacer análisis energéticos con y sin la planta en cuestión. Se debe simular el sistema analizando resultados poniendo la planta a generar y asumiendo que no está disponible para identificar—y centrar el análisis en las centrales que pueden causar riesgo sistémico. Esto es similar a un stress-test de los bancos que requiere la constitución de garantías de los generadores que puedan causar un riesgo al sistema por incumplimiento.

Como analizamos arriba y McRae y Wolak (2016) han explicado en detalle, la interacción entre el cargo por confiabilidad, la Bolsa y el mercado de contratos genera una serie de incentivos complejos. Esa serie de incentivos complejos es la que hace que pueda ocurrir un riesgo sistémico para cumplir con una contratación excesivamente optimista. Este riesgo sistémico es el que ha generado una alta desconfianza que lo que es bueno para un generador en un momento crítico del tiempo también lo sea para el sistema.

El Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento está detrás de esta creencia. Pero también lo está el problema de riesgo moral de las OEFs. A esto pasamos ahora.

### 3.2.4 Regulación financiera de los contratos y la OEF

El diseño del mercado colombiano es sui generis en cuanto los contratos bilaterales pasan por el Pool (Bolsa). Esto hace que la Bolsa colombiana tenga ciertas características de clearinghouse y que se confundan las transacciones spot con transacciones a plazo. En nada es esto más claro que en las OEFs que son un semi-contrato financiero a largo plazo en el que se confía que el activo físico funcione como el colateral.

La probabilidad que el contrato sea honrado es, obviamente, más alta en cuando más alto sea el precio de ejercicio de la opción (o en la jerga de la OEF el precio de escasez). Si el precio de ejercicio de la opción está por debajo de los costos variables de generación se produce una alta probabilidad de incumplimiento de la OEF (en el sentido literal no en el sentido de la regulación que permite la compra de las desviaciones a precio de Bolsa). Dependiendo de las posibilidades de incumplimiento de la OEF se deberían haber pedido garantías.

El cargo original, sin garantías acumuladas por cumplimiento de OEF para plantas con activos, implicaba una baja, o nula, probabilidad de incumplimiento de la OEF. Esta era la lógica del cargo; al fijar el precio de escasez al nivel del costo variable de la térmica más costosa no eran necesarias las garantías porque las plantas de respaldo estarían generando cuando se ejerciera:  $CV = Pe < Pb$ .

De lo contrario, se hacían necesarias garantías en función de la probabilidad de incumplimiento. Como la probabilidad de incumplimiento es más alta con la llegada de un evento crítico es necesario un cálculo de garantías frecuente. Pero no se fijaron garantías a pesar que la CREG era consciente de fijar el precio de escasez por debajo del costo variable de centrales con combustibles líquidos.

En el mes de julio de 2007, cuando el cargo administrado (prima y precio de escasez) estaba en vigor, la CREG emprendió un análisis del precio de escasez en el Documento CREG-047-2007. El objetivo del análisis era: *“Análisis económico de la viabilidad de las plantas térmicas utilizando combustibles líquidos para la generación de energía firme frente al Precio de*

*Escasez, teniendo en cuenta la función que este valor tiene en el contexto del Cargo por Confiabilidad.”*

La CREG hizo un análisis con los dos combustibles líquidos (FO 2 y FO6) y encontró costos variables de combustibles muy diferentes. Ver la siguiente tabla.

**Figura 19. Costos de funcionamiento COL\$/kwh de plantas duales en 2007**

Heat Rate	Utilizando FO 2	Utilizando FO 6
6.0	287.19	160.94
7.0	327.02	179.72
8.0	366.85	198.51
9.0	406.68	217.29
10.0	446.50	236.07
11.0	486.33	254.86
12.0	526.16	273.64
13.0	565.99	292.43
14.0	605.81	311.21

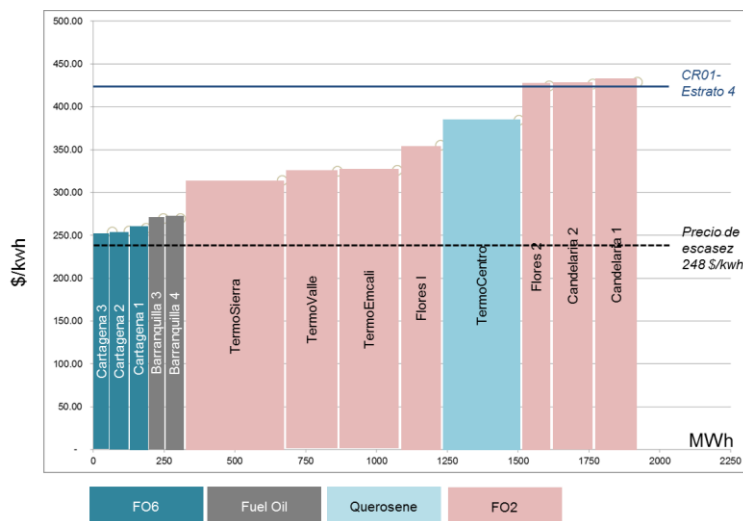
Fuente: Documento CREG 047 -2017

A la fecha del documento el precio de escasez estaba fijado en 248.09 \$/kwh o un valor siempre inferior para las plantas con FO2 y superior para las de FO6 con eficiencia inferior a 11.0 MBTU/MWh. Asimismo, el costo de racionamiento en junio de 2007 estaba en 423,15 COL\$/kwh para el estrato 4 y en 548 COL\$/kwh para el primer escalón.<sup>55</sup>

Con estos datos podemos calcular el costo de funcionamiento de las plantas que podría utilizar combustibles líquidos a la fecha, 2007, para apreciar el número de MW de capacidad térmica que se encontrarían fuera de mérito en caso de ejercicio de la OEF (ie. que tendría un costo de operación superior al precio de escasez). El siguiente gráfico lo ilustra.

<sup>55</sup> Es importante notar que en el análisis de costos de funcionamiento que lleva a cabo la CREG no se analiza la central, Barranca 3, que se eligió como central de mayor heat rate unos meses antes. Como ya anotamos la planta elegida no estaba en funcionamiento y cuando lo hizo, en el año 2012, utilizaba gas natural como combustible

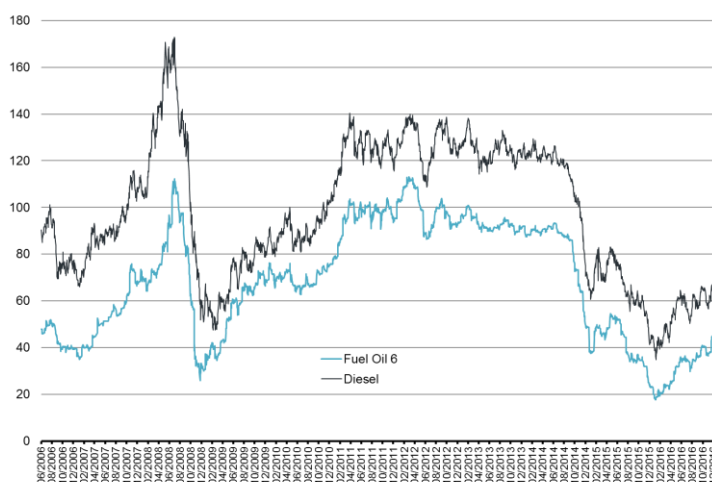
Figura 20. Orden de mérito de MW térmicos



Fuente: Documento CREG-47-2007

En el año 2007 la CREG fijó un precio de escasez inferior a los costos de funcionamiento de 1.900 MW térmicos. Estas plantas estarían fuera de mercado a menos que el FO2 (utilizado por la mayoría) aumentara su competitividad frente al FO6 (que indexaba al precio de escasez). Como muestra el gráfico a continuación eso era bastante improbable porque los precios se mueven juntos.

Figura 21. Precios de FO6 y FO2 en NY (USD/bi)



Fuente: Bloomberg

Ante las pérdidas de ejercicio de la OEF para esta planta lo importante era analizar el número de veces que la OEF se podría ejercer. La CREG llevó a cabo un análisis histórico de número de ocasiones en las que el precio de escasez de junio de 2007 se habría superado entre 1999 y 2007 y concluyó

que serían un 1,18% de las veces. Consideró que esto hacía poco probable las pérdidas de funcionamiento de estas plantas.

Así, emprendió un análisis sobre la posibilidad de recuperar costos a lo largo de 25 años con algunos episodios de Niño. Los resultados mostraban pocas posibilidades de alcanzar rentabilidades positivas utilizando diésel (Fuel Oil No. 2). La CREG encontró que una planta con Fuel Oil No. 2 sólo tendría resultados positivos cuando su heat rate fuese inferior a 7,0. Ese heat rate sólo era factible para TermoEcali, TermoValle y TermoSierra (ciclos combinados).<sup>56</sup> Las demás plantas existentes no lo alcanzaban.

Pero este análisis no lo plasmó en garantías de cumplimiento de la OEF. Así, aunque consideramos que el diseño apropiado del cargo es el de fijar el precio de escasez en el nivel de la térmica más costosa, el fijarlo por debajo implicaba pedir garantías de cumplimiento. Al no hacerlo se amplió la posibilidad de incumplimiento lo que llevó:

- A la intervención de TermoCandelaria;
- La modificación del precio de escasez de la Resolución CREG-178-2015.

### El caso TermoCandelaria

Durante el Niño 2015-6 la central de TermoCandelaria entró en causal de toma de posesión y no le fueron adjudicadas OEFs después de la toma de posesión llevada a cabo por la SSPD. Asimismo, la central se declaró indisponible por 27 y 28 días, las unidades I y II respectivamente) por causales financieras lo cual no parece estar contemplada en la Resolución CREG-025-1995.<sup>57</sup> La central tenía un costo de operación muy superior a su precio de escasez y advirtió a la CREG de tal situación en sendas comunicaciones desde el año 2006.

Debido a la activación de la OEF antes de la toma de posesión la empresa estuvo por fuera de mérito en una proporción del tiempo mucho mayor al 1,18%. De hecho la OEF se ejerció ese año casi 50% del tiempo. El incumplimiento de TermoCandelaria está considerado como la contraprestación al cargo por confiabilidad tomada de manera voluntaria o, como lo dice la CREG

*“Es en esta última fuente, la voluntad de un sujeto expresada con arreglo a la ley, por la que surge la Obligación de Energía Firme, según la definición contenida en el artículo 2º de la Resolución 071 de 2006 que dices que es el “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*

<sup>56</sup> La CREG también encontró que, si el único costo de inversión relevante era la conversión a combustible dual, la rentabilidad mejoraba. Ese caso no es relevante porque en Colombia los precios de generación no están basados en valorar las plantas descontando la depreciación acumulada.

<sup>57</sup> La SSPD ha multado a la planta por este motivo muy recientemente.



*Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el precio de Escasez...”Es claro, entonces, que así se determina el nacimiento de las obligaciones univoluntarias del generador.” Documento CREG-156-2016, pp. 170]*

Al respecto es importante contemplar que la alternativas que una planta de respaldo, como TermoCandelaria, tiene de no aceptar las OEFs es estar expuesta al precio spot. La exposición al precio spot es menos arriesgada para una planta de base que para una planta de respaldo porque el bajo despacho de las plantas de respaldo hace muy improbable que tenga ingresos inframarginales por fuera de un período crítico. Es decir la planta de respaldo está expuesta al precio spot en períodos de precios altos mientras que la de base está expuesta en todos los períodos.

El problema de estar expuesto al precio spot en un período de Niño en un mercado como el colombiano es que el precio spot en esos períodos tiene riesgo de mercado y riesgo regulatorio. Pero el diseño del cargo por confiabilidad genera dos dificultades adicionales para una planta de respaldo que no quiera suscribir las OEFs:

- Las centrales existentes sólo participan en la formación de precios de la subasta cuando el precio de la subasta baja por debajo de un nivel; y
- El diseño del cargo busca cubrir todas las compras en Bolsa.

El primer efecto es que la voluntad de aceptar la OEF está restringida a un precio pero, aun así, el segundo tiene consecuencias importantes para una central de respaldo. Como el objetivo es cubrir toda la demanda esperada en Bolsa la ENFICC de una central que no desee suscribir la OEF (antes de la subasta, sin haber visto el precio de la prima de OEF) es adicionada a la demanda objetivo. Esto significa que el precio de bolsa esperado antes de la subasta es mayor que el precio de bolsa después de la subasta porque la oferta total de ENFICC es superior si la planta no participa que si participa.

Esto hace difícil que se pueda concebir el contrato OEF como un contrato de libre voluntad sino que se asemeja más a un activo regulado sujeto a la fórmula tarifaria del Artículo 126 de la Ley 142. No en vano la CREG ha revisado el precio de escasez en diversas ocasiones para mantener el equilibrio financiero de la OEF. Esta fue la lógica de la modificación del precio de escasez en la Resolución CREG-178 de 2015; restituir las empresas al nivel de riesgo que enfrentaban al suscribir las OEFs.

Otra de las dificultades surgidas en el caso TermoCandelaria es que la OEF no se interpreta como un contrato de energía meramente financiero sino que al estar asociado a una planta física la CREG lo considera un contrato físico.<sup>58</sup> En ese sentido, puede interpretarse que la garantía de cumplimiento

---

<sup>58</sup> Al final todos los contratos son financieros porque hay un mercado spot en el que la energía se puede comprar. Un contrato físico implica generación asociada a una central con independencia del precio de mercado (un PPA, por ejemplo). La OEF es cumple con generación o, si no hay generación, con los anillos de seguridad o, si insuficiente, con las desviaciones o el precio de Bolsa.

de la OEF era la planta y por eso la CREG no pide garantías adicionales pero esa interpretación tiene dos problemas:

- Que el precio de escasez debe ser el costo de funcionamiento de la planta térmica más costosa porque en escasez deben estar despachados los recursos de respaldo.
- Que fijar un precio de escasez inferior al de la térmica más costosa significa elegir el mix del parque de generación;

En ese sentido no se debe interpretar a la central de generación como la garantía para cumplir con la OEF. La garantía para cumplir con la OEF es generar y, en la Resolución CREG 071-2006 así se considera:<sup>59</sup>

*“Artículo 52. Exigibilidad de las Obligaciones de Energía Firme en el Despacho Ideal. Las obligaciones de energía firme serán exigibles a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad durante cada una de las horas en las que el Precio de Bolsa sea mayor que el Precio de Escasez vigente. Dichas obligaciones deberán ser cumplidas de conformidad con el Despacho Ideal.” [resaltado fuera de texto]*

## Garantías financieras

Las garantías financieras para transacciones en Bolsa, incluidas las de las OEFs, son calculadas por la CREG. Pero sabemos que el producto precio de la electricidad es un subyacente complejo que necesita cierto expertise financiero y, por eso, este tipo de instrumentos financieros son vigilados por autoridades de valores o bancarias.

En otros mercados el Operador de Mercado no tiene contratos financieros siendo:

- Bilaterales y comunicados al OM (no despachados) (garantías bilaterales);
- Financieros y gestionados por un Exchange.

En Colombia la OEF puede requerir de garantías, como las compras en Bolsa pero no los contratos que, al ser bilaterales, deberían fijar garantías entre las partes. Debe recordarse que la Bolsa no es un Exchange y las garantías se deben fijar entre las partes que asumen el riesgo. De lo

---

<sup>59</sup> En el proceso de intervención de TermoCandelaria se encontró que la figura utilizada por la empresa para invertir en la planta era un leasing. La promoción del leasing para importación de equipos de generación de energía térmica al país sin impuestos fue una respuesta a los problemas de expansión de la generación durante el Niño 1991-92 (y el famoso «apagón») y previa a las Leyes 142 y 143 de 1994. El Decreto 913 de 1993 es el relevante y tiene varios incentivos tributarios para deducir aranceles, IVA por medio de la figura de leasing (“operación de arrendamiento financiero la entrega a título de arrendamiento de bienes adquiridos para el efecto financiado su uso y goce a cambio del pago de cánones que recibirá durante un plazo determinado, pactándose para el arrendatario la facultad de ejercer al final del período una opción de compra”) que permite que “residentes en el país celebren en el exterior contratos de arrendamiento con sociedades constituidas conforme a la ley extranjera, con sujeción al régimen de cambios internacionales.” Esto limita la efectividad de utilizar los activos en leasing como garantía en transacciones en Colombia y debería reconocerse en la fijación de garantías.

contrario, si son regulatorias, es mejor que las fije un regulador experimentado o el que asume el riesgo de default.

### 3.2.5 Tendencia a la centralización y al control

En mucho de la lectura que se haga del comportamiento de un mercado tiene que ver en donde pone las dudas el analista. Los analistas de los mercados eléctricos se pueden dividir entre los que confían en las reglas y los que confían en las decisiones de los agentes. Por lo general los ingenieros confían en las reglas y los economistas en los incentivos.

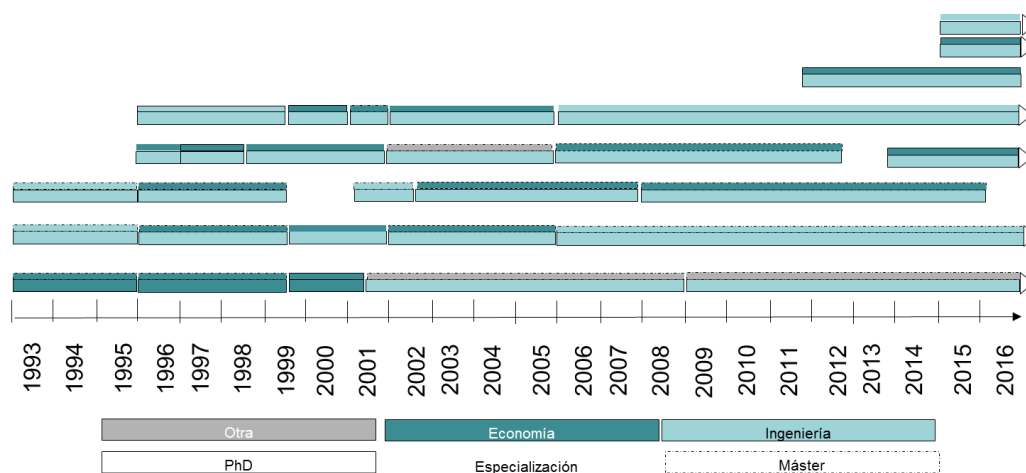
Para un economista el principal desafío del sector eléctrico es fomentar la respuesta de la demanda porque se entiende que ahí se produce la principal falla del mercado. Un economista también busca reglas simples: un ejemplo sencillo es que el diseño original del Pool era de una regla sencilla de oferta y ahora, el enfoque es más ingenieril donde hay reglas complejas y optimización de los costos de arranque y parada. Finalmente, el economista reconoce desconocer la manera en que actúa la competencia y por eso no la condiciona: prefiere un modelo de competencia minorista que uno de compra centralizada.

La desconfianza en el resultado del mercado viene de la necesidad de controlarlo y esta nace de un sector que no ha logrado vencer su necesidad de control. Antes de la liberalización los mercados eléctricos eran gestionados por ingenieros y con la liberalización llegó una actitud comercial a los mercados. En Colombia mucho se ha avanzado en esto pero no lo suficiente.

La composición de los expertos de la CREG ilustra la prevalencia del perfil de experto comisionado de profesión ingeniero y especialización en economía. La siguiente figura ilustra la formación de los expertos comisionados de la CREG en el período 1994-2016. Se encuentran los siguientes perfiles:

- Tres pregrados en economía y los demás ingenieros;
- Cinco PhDs y 4 de ellos en economía; y
- Dos ingenieros de petróleos, dos industriales y la mayoría eléctricos.

**Figura 22. Formación expertos comisionados**



Fuente: CREG hojas de vida de los expertos

La preferencia de reglas en lugar de incentivos está detrás del Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, de las modificaciones al código de operación y, en general, de las modificaciones al MEM. Pero la centralización es un fenómeno más asociado a los modelos americanos de diseño de mercado. Y, hoy día, el mercado colombiano tiene centralización en:

- El pool obligatorio;
- El rol del OS (ver arriba);
- Ausencia de contratos físico bilaterales;
- Ausencia de competencia minorista sin contador inteligente;
- La coordinación de la entrada por medio de las subastas de cargo por confiabilidad;
- Las propuestas de compra centralizada conocidas como Mercado Organizado Regulado.

El cargo por confiabilidad hace que la entrada sea función de la decisión de la CREG de abrir una subasta. Es verdad que el cargo permite entrada por fuera de la subasta pero implica una asignación más corta que en la subasta llevando a que toda la entrada desde el 2006 haya sido a través del mecanismo. Esto hace que la decisión de entrada sea controlada de manera centralizada.

El MOR se pretende llevar a cabo para toda la demanda regulada y con opción para la demanda no regulada de participar en las subastas que organice la CREG. Con esto se limita seriamente la negociación descentralizada o la participación del usuario en el mercado. Esto es

bastante contrario a los nuevos modelos del mercado eléctrico que buscan la participación activa del consumidor.<sup>60</sup>

### 3.3 Debilidades del reparto de funciones

Los problemas asociados a un diseño institucional imperfecto tienen que ver con:

- Baja efectividad del cuerpo colegiado de la CREG;
- Una distribución imperfecta de las funciones de competencia entre la CREG, la SSPD y la SIC;
- Una amplia distancia entre la regulación y los resultados (y operación) del mercado;
- La creación de una CREG fuerte en un entorno institucional menos fuerte; y
- El modelo ISO incompleto

### 3.4 Efectividad del Cuerpo Colegiado

El principio de un cuerpo colegiado es la incorporación de distintos puntos de vista en la toma de decisiones pero en la CREG la diversidad por miembro no siempre es posible por la existencia de dos grupos claros: los expertos independientes y los miembros de gobierno. De esta manera, la CREG categorizarse como un cuerpo colegiado de coaliciones.

El sistema de coaliciones tenía problemas desde sus inicios porque la CREG funciona como una Junta Directiva para unos (los miembros del gobierno) y como un comité ejecutivo para otros (los expertos comisionados). Así los incentivos, conjunto de información, intereses han sido, desde siempre, muy diversos.<sup>61</sup> No existen paralelos en la experiencia internacional de este tipo de cuerpo colegiado.

En las primeras fases del mercado las votaciones fueron resueltas dividiendo el voto de los miembros del gobierno pero la uniformidad en la votación de miembros del gobierno se ha visto reforzada tras adquirir el ministro del ramo

---

<sup>60</sup> Si el MOR termina siendo adoptado, Colombia tendrá un mercado spot centralizado, un OS muy centralizado, un mercado a plazo centralizado y un mecanismo de entrada centralizado. En los sistemas centralizados los errores del planificador central los paga la demanda quien no ha delegado tal función en el planificador. Por este motivo el reto de los mercados eléctricos es estimular el papel de la demanda.

<sup>61</sup> Para poner un ejemplo siempre se ha hablado de las dificultades de regular a las empresas donde el gobierno ha tenido participación (Ecopetrol, ISA, Isagén hasta recientemente, algunas distribuidoras, etc) que lleva a que el regulador regule a la empresa por cuyos intereses debe velar. En los países europeos los intereses de las empresas reguladas están en cabeza de una sociedad constituida para tal fin (ej, SEPI en España) y no del ministro del ramo. Un reciente informe de la OCDE (2015) ilustra los conflictos de interés del Ministerio de Hacienda y algunas empresas estatales. OECD Review of the Corporate Governance of State-Owned enterprises: Colombia. Disponible en <http://www.oecd.org/daf/ca/OECD-Review-Corporate-Governance-SOE-Colombia.pdf>

el poder de veto y la presidencia de la Comisión.<sup>62</sup> A su vez, el voto de los expertos independientes no ha sido susceptible de división por, probablemente:

- Un reparto de temas entre los expertos por «grandfathering» (antigüedad);
- La existencia del Comité de Expertos;
- Reelección de expertos;
- Uniformidad de profesiones y background;<sup>63</sup>
- Poca rotación en los expertos desde el año 2006.<sup>64</sup>

Pero, además de la formación de dos coaliciones claras y más uniformes, la complejidad de la regulación colombiana (por los múltiples cambios) y el perfil de los expertos hace que surja una asimetría de información muy grande entre los expertos y los miembros del gobierno. La combinación de Junta Directiva—Comité Ejecutivo hace que este problema se acentúe en el seno de la Comisión. Así, el hecho que los miembros del gobierno no inicien temas ni sean responsables de temas debatidos en Comisión hacen que esta asimetría sea superior y, difícilmente, soluble.<sup>65</sup>

Esta coalición fomenta mayor desconfianza entre los miembros del gobierno sobre la presentación de los temas si, como ocurre en la práctica, hay poco disenso entre los expertos. La combinación concentración de temas—liderazgo del experto contribuye a esta situación porque el desarrollo de un tema es asunto complejo en el que la reputación de un experto se ve expuesta y la oposición de un experto a un tema presentado por otro puede llevar a retaliación posterior. Si se alargan los períodos de los expertos el campo está servido para una pérdida de efectividad de la diversidad de un cuerpo colegiado.

La asimetría de información en un cuerpo colegiado reduce la diversidad y empeora la calidad de las decisiones. En cuanto a las divergencias los cuerpos colegiados permiten disensión pero normalmente por medio de salvedades de voto que sean expresadas de forma pública. La salvedad de voto es un mecanismo interesante en los temas generales (no puede presentarse en los temas particulares) porque, a pesar de erosionar la decisión del cuerpo colegiado si es reiterativa, lleva posteriormente a una mejora en la incorporación de opiniones. Lo ideal es alcanzar consenso pero,

---

<sup>62</sup> Los tres ministros suelen tener objetivos heterogéneos. El ministro del ramo tiene un cometido sectorial muy claro pero también participación en juntas Directivas de empresas reguladas. El ministro de Hacienda participa en algunas Juntas Directivas de empresas reguladas y su principal preocupación es el presupuesto. El Director del DNP suele combinar temas micro y macro pero, por su papel transversal, puede entrar en conflicto con el MME.

<sup>63</sup> Como veremos más adelante el perfil más repetido entre los expertos es ingeniero con especialización en economía. Asimismo la mayoría de expertos viene del sector público y no de la academia o del sector privado.

<sup>64</sup> La norma previa al 2006 era no completar los 4 años del cargo mientras que ahora la norma es completarlos y, en varios casos, la reelección.

<sup>65</sup> En la última reforma del MME se creó la oficina de regulación para mejorar esa asimetría. El DNP y el Ministerio de Hacienda no cuentan con algo equivalente.

para mejorar la calidad de las decisiones, permitir disensiones expresadas de manera argumentada, objetiva y transparente.

La amalgama de Junta Directiva/Comité Ejecutivo y la existencia de Comité de Expertos pueden alienar a los miembros del gobierno de las decisiones lo cual puede explicar que la presencia de los tres ministros sea una rara ocurrencia en decisiones recientes. Lo habitual es que los delegados del gobierno sean los que asistan a la Comisión junto con los expertos. Esto retrasa decisiones por las implicaciones políticas que tiene el sector.<sup>66</sup>

Los miembros del gobierno traen a la discusión aspectos de impacto más amplios que los meramente regulatorios y un cometido a seguir la política trazada en los PENs y los PNDs. En la práctica esta contribución se ve afectada porque la rotación del ministro del ramo es muy alta y porque la Comisión no suele presentar cuantificaciones de impacto como las que recomiendan los Análisis de Impacto Normativo. Esto permite que gremios y agentes sectoriales presenten sus propios estimativos—habitualmente a los ministros o a los expertos por separado—y el resultado no sea de mejoras incrementales en la regulación sino de decisiones binarias: aceptación/rechazo.

Pero la asimetría del cuerpo colegiado no radica sólo en lo que hemos llamado Junta Directiva/Comité Ejecutivo sino también en la participación con voz pero sin voto de la SSPD y la UPME. El desequilibrio en información y en voz/decisión puede alienar a los participantes de la UPME y de la SSPD. Más adelante vemos que esto puede explicar la pérdida de peso de estas instituciones en el sector a la par que la CREG se consolida.

Con la reelección de expertos y la asignación de temas por grandfathering la CREG ha tendido a la sobreespecialización. En la actualidad se encuentran expertos líderes no solo sectoriales sino en eslabones de la cadena de producción y temas reservados a ellos. Esto produce aceptaciones tácitas y políticas de no agresión que van en contra del espíritu colegiado de la Comisión.<sup>67</sup>

Para mirar la importancia de la reelección la siguiente Figura ilustra cómo, hasta antes del año 2002, sólo un experto había sido reelegido y no ejerció todo su segundo mandato. Desde 2008 la reelección es habitual y en algunos casos han alcanzado tres períodos.<sup>68</sup>

---

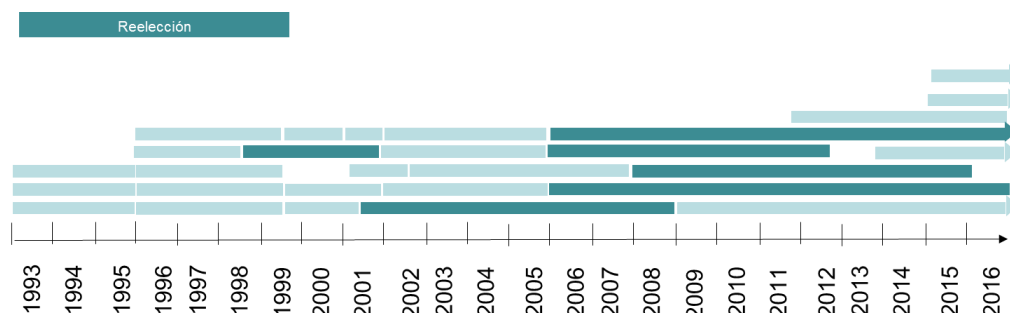
<sup>66</sup> Para acelerar los temas e ilustrarlos se han creado las pre-CREGs con expertos del staff de las 4 instituciones pero se ha observado recelo expresado en que los documentos a discutir no son lo suficientemente ilustrativos o no son facilitados con el debido plazo.

<sup>67</sup> Como discutimos más adelante, un evento que rompe en dos la relación CREG y el mercado es la recusación de los expertos en el proceso de revisión tarifaria extraordinario de Electrocosta/Caribe. Por este motivo, la participación de expertos de la CREG en debates públicos es limitada. Sería prudente revisar si esta creencia es correcta porque algunos juristas afirman que la recusación sólo es factible en temas específicos y no en discusiones generales.

<sup>68</sup> En conversaciones sostenidas con expertos sectoriales se comenta que esto tiene que ver con el régimen de habilidades de los funcionarios públicos. Al ser muy estricto hace difícil encontrar candidatos con los años de experiencia requeridos o expertos que quieran asumir una inhabilidad tan prolongada.



**Figura 23. Duración de períodos de los expertos**



Fuente: CREG

### 3.4.1 El problema de «Concurrencia»

Desde que la regulación anglosajona se popularizó en el mundo, el principal cambio institucional en los países desarrollados en el tema formal institucional es el denominado como “concurrency: la manera en que los reguladores adoptan funciones de supervisión de la competencia”. El tema ha sido muy debatido en los países de la OCDE sin que emerja un modelo claro sobre cómo repartir dichas competencias.

Los países desarrollados que introdujeron reformas en los años 90 y crearon reguladores independientes los dotaron en muchos casos de funciones de competencia sectoriales ya que muchos de ellos se vieron obligados a introducir medidas de fomento de la competencia o restricciones a la propiedad que cabrían dentro de los criterios de restricciones ex ante (que es diferente de las decisiones ex post). Sin embargo con la creencia que la tecnología, el mayor papel del consumidor (mayor demanda) tras la liberalización minorista, la digitalización y las experiencias de otros sectores en temas de liberalización (banca, telecomunicaciones, etc.) esto se ha reevaluado. Además de constatar que la regulación debe contribuir a que no se necesite su utilización posterior también se ha visto la necesidad de reducir competencias de los reguladores en los temas de política de competencia.

En Colombia este movimiento se ha constatado también. Hoy día la CREG tiene facultades de promoción de la competencia, la SSPD de vigilancia del mercado y la SIC de competencia en general. En el mayor cambio observado en el sector la SIC se quedó con las competencias de la SSPD en los temas sectoriales de competencia y la SSPD creó la figura de un comité de seguimiento del mercado. Este último es diferente de los modelos utilizados para el sector eléctrico siendo más modesto y limitado a una serie de informes periódicos pero no un sistema de monitoreo como funciona en otros países. El CSMEM es informal, no tiene estatus institucional sino que funciona como un contrato entre la SSPD y sus miembros.

La CREG tiene algunas funciones de competencia como es la promoción de la competencia haciendo que el reparto con la SIC y la SSPD sea poco claro. En ocasiones anteriores ha habido dificultades para coordinar a las agencias y es factible que algunas investigaciones de la SSPD terminen en un limbo por su solapamiento con la SIC. De hecho, las funciones de competencia de la Ley 142 de 1994 pertenecen a una visión de la competencia más tradicional que las de la Ley 1340 de 2009.

### Abogacía de la competencia

En línea con una mayor liberalización de los mercados y una mejora en las normas regulatorias, hoy día, existe el requisito de concepto previo de la SIC para la expedición de normas regulatorias. El Artículo 7 ley 1340 de 2009 dice que las autoridades que proyecten adoptar medidas deben informar a SIC cuando puedan incidir sobre libre competencia:

- SIC puede rendir concepto previo;
- Concepto de SIC no es obligatorio;
- Pero si un regulador se aparta del concepto de la SIC, debe expresar en su decisión los motivos para hacerlo.

El mecanismo se puede calificar de blando. En la práctica, como hemos afirmado, las mayores medidas regulatorias del sector en temas de mercado son en las reglas del MEM y estas se toman con tanta celeridad que se hacen con trámite de urgencia. Tres razones se han esbozado para explicar la efectividad del concepto previo:

- No existe un know how sistemático en la SIC sobre el sector energético. Este sector es lo suficientemente grande, relevante y sofisticado como para ameritar personal especializado en la SIC.
- No existe un know how regulatorio sistemático en la SIC. Esto contrasta con otras autoridades de competencia en el mundo que han establecido el análisis de competencia en sectores regulados.
- Premura en las decisiones de reforma del mercado toma por la CREG;

Sin embargo, si se acepta el argumento de la premura en las decisiones del MEM lo que es difícil de aceptar es la falta de revisión a posteriori de estas normas adoptadas en el fragor de la intervención. Esto parece ocurrir por:

- La facultad de promoción de la competencia es de la CREG;
- Los análisis de impacto regulatorio los dirige y contrata la CREG.

Con lo cual es posible que se presente un conflicto entre el análisis competitivo de las normas y su adopción previa.

La dificultad de un regulador con facultades de promoción de la competencia, uno con facultades más asociadas al abuso (SSPD), y otro con facultades

más asociadas a concentraciones (SIC)<sup>69</sup> se complica con la existencia del CSMEM y la ausencia de un ente de monitoreo del mercado.<sup>70</sup>

## El seguimiento del mercado

El CSMEM es una figura ad hoc concebida de una manera que plantea varias dificultades:

- El ser un contratista, en lugar de una institución formal, dificulta la instrucción:
  - Uso de información confidencial;
  - Efecto de la opinión del CSMEM sobre la legalidad de la decisión;
- Periodicidad de los informes: la periodicidad parece un requisito (entregables mensuales) del CSMEM en lugar de un resultado. Es mejor vigilar de manera constante y reportar cuando sea necesario.
- El ser un contratista no permite que el know how permanezca en la SSPD convirtiéndose, en la práctica, en una separación de la vigilancia y la inspección.
- Los informes del CSMEM suelen ser sugerencias regulatorias lo cual sugiere una labor procompetitiva.

Entendemos que el CSMEM ha sido reformado de manera reciente con miras a solucionar algunos de estos problemas.

## Posición de dominio

La ley de competencia colombiana está basada en la doctrina europea de precios excesivos o, como se les denomina en Colombia, precios inequitativos. La doctrina de precios excesivos ha contado con serias dificultades en su aplicación por establecer qué constituye un precio inequitativo en un entorno de riesgo, durante cuánto tiempo y la razón por la cual las rentas se pueden mantener (barreras a la entrada). En Europa la aplicación de la doctrina de precios excesivos ha sido bastante contenciosa y en Colombia no parece haberse aplicado al sector eléctrico sino en casos de mercados conexos (problemas de “tying” o encadenamiento de productos).

En Colombia, el reglamento de operación habla que las ofertas térmicas deben hacerse a costo variable de producción pero reflejando la percepción de riesgo. No se dice qué esperar de las ofertas hidráulicas que constituyen una alta proporción de la generación y en las cuales las probabilidades de racionamiento del agente se vuelven muy importantes. Este reconocimiento

---

<sup>69</sup> Para reprimir prácticas restrictivas y controlar integraciones artículo 8º ley 1340 de 2009 exige a la SIC: (i) avisar a autoridades de regulación y vigilancia de sectores involucrados dentro de una investigación o en un proceso de evaluación de una integración, pueden emitir concepto técnico, de oficio o por solicitud de SIC; y (ii) cuando SIC se aparte de ese concepto, debe expresar motivos económicos o legales.

<sup>70</sup> Todos los países de la muestra internacional tienen un ente de monitoreo (ej. RU, EEUU, Nueva Zelanda, Australia). Su idea es continua mientras que la del CSMEM es periódica.

del riesgo y su percepción hacen muy complejo el poder imponer una sanción por precios excesivos o por incumplimiento del reglamento de operación.

Otro problema que existe en los mercados eléctricos es que el poder de mercado se ejerce en diferentes mercados y no sólo en el mercado spot. En Colombia, los resultados de McRae y Wolak (2016) muestran que el ejercicio puede hacerse en más de un mercado. Esto se ha resuelto de otra manera en países como EEUU y los países europeos.

Otros países, notablemente los EEUU a raíz de la crisis de California y la Directiva Europea sobre REMIT (Regulation on Energy Market Integrity and Transparency) a raíz de la investigación de mercado del año 2006-7, utilizan un estándar más blando que el de precios excesivos; el estándar de manipulación de mercado. Este estándar busca aplicar la legislación sobre manipulación de mercados o teorías de fraude al análisis integral de posiciones en el mercado.

### 3.4.2 Brecha Regulación-Mercado

Es normal que en un sector dinámico la regulación vaya a la zaga del mercado. Sin embargo existen mecanismos para lograr que el regulador tenga un contacto permanente con el mercado. Estos son:

- Conocimiento de la Operación del Sistema;
- Monitoreo del mercado; y
- Vigilancia del mercado.

En Colombia, estas tres funciones están separadas: CREG-CNO-XM, CREG-CSMEM y CREG-SSPD.

La falta de contacto con el mercado produce regulación reactiva pero la regulación reactiva tiene infinidad de problemas porque puede regular algo que ya ha cambiado o produce lo que se conoce como la «crítica de Lucas» que consiste en que las reglas cambien el accionar de los individuos lo cual las hace requerir de nuevas reglas. Los episodios de Niño en Colombia han demostrado una amplia brecha entre los resultados del mercado y la respuesta regulatoria. Varias medidas tomadas a lo largo de la crisis son respuesta a problemas que traen los agentes de mercado a la CREG.

La brecha regulación/mercado ha sido notoria en el mercado de gas en el que la CREG—antes del año 2010—no tenía acceso a información del mercado en el que las transacciones bilaterales eran la norma. Cuando la regulación permite esta proliferación de transacciones bilaterales lo hace bajo el entendido que se producen en un marco competitivo pero en el caso del mercado de gas natural era evidente que ese marco no existía (la liberación de precios de Guajira sólo se produjo en el año 2013—Resolución CREG-088-2013).

Hoy día, a pesar que el precio está desregulado, la CREG ha estandarizado los contratos y fijado las reglas de actualización del precio de los contratos. La actualización de precios—basada en pocas transacciones—ha resultado ser un problema en el que la CREG ha tenido que dar marcha atrás. Es muy probable que esto sea resultado de la falta de transparencia del proceso que ha afectado también al regulador.

En el caso del sector eléctrico hay múltiples ejemplos: la falta de una contabilidad de costos fiable hace muy difícil conocer la situación del sector. Y, en el sector de generación, una prueba fehaciente de la distancia regulación/mercado es la decisión de llevar a cabo una subasta de reconfiguración de venta para el período diciembre 2015-6 (Resolución CREG-144-2015) el día 15 de septiembre de 2015 cuando los precios de Bolsa venían en ascenso y se dispararon un par de semanas después. Por algún motivo la CREG no percibió lo que ocurría en el mercado ni lo que decía el IDEAM (15 de agosto de 2015):

*“De acuerdo con los análisis realizados por el IDEAM, con base en el monitoreo, información y resultados provenientes de los centros internacionales de predicción climática, las condiciones actuales en el océano Pacífico tropical muestran que las anomalías de temperatura superficial del mar y el debilitamiento de los vientos Alisios -características principales de un fenómeno El Niño- continúan y se intensifican; lo que indica la transición de un evento débil a un evento de características moderadas. El informe emitido por el Centro de Predicción Climática de la NOAA y el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), de Estados Unidos, indican que existe una probabilidad mayor del 90% de que El Niño continúe hasta finales del 2015 y el primer trimestre (enero-febrero-marzo) del 2016”.*

Este divorcio, parece, se deriva de la separación vigilancia/regulación del mercado. La CREG no produce informes sobre el mercado y el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista que suele ser una institución que vigila muy de cerca el mercado eléctrico no interactúa con la CREG y sus informes no parecen tener el impacto que ameritan. Tampoco asiste la CREG al CNO y los contactos con XM suelen producirse por iniciativa de éste último.

En el Niño 2015-6 y en el Niño 2009-10 se observó un enfoque diferente respecto de la operación que el previsto en la Ley 143 y utilizado en el Niño 1997-98. En el Niño 2009-10 el Consejo Nacional de Operación perdió mucho de su protagonismo frente a la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País - CACSSE. En el Niño 2015-6 el ministerio llevó a cabo la coordinación primordialmente de la mano de la CREG y los gremios y surgieron serias discrepancias entre el CNO, el MME y XM sobre la situación energética.

Resulta muy complejo hacerle seguimiento al mercado en medio de un Niño sin contar con información apropiada y contrastada entre los entes

reguladores y el CNO y el CND. El CACSSE es un ente mixto, creado por Resolución del Ministerio (Resolución 80658 de 2001) y no por Ley, constituido por:

1. El Viceministro de Energía y Gas, quien la presidirá.
2. El gerente de ISA o su delegado.
3. El director ejecutivo de la CREG.
4. El director de la UPME.
5. El presidente de Ecopetrol o su delegado.
6. El presidente de Ecogás o su delegado.
7. El secretario técnico del consejo nacional de operación.
8. El gerente del centro nacional de despacho.

La presencia de las empresas estatales es peculiar en esta Comisión donde lo importante es contar con la información que puedan brindar el CND o los CNOs quienes pueden canalizar la información respectiva de los CNOs. En nuestras entrevistas se ha observado que el funcionamiento del CNO ha mejorado tras la expedición del Decreto 2238 de 2009 que puso las siguientes restricciones:

*“Integrantes. La representación de las empresas que conforman el Consejo Nacional de Operación se hará a través de personas vinculadas al área técnica u operativa de dichas empresas. En las reuniones del Consejo Nacional de Operación no se permitirá la presencia ni la participación de personas vinculadas al área comercial de las empresas mencionadas.*

*Parágrafo: Las discusiones y decisiones del Consejo Nacional de operación estarán relacionadas exclusivamente con aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica o sobre aspectos del reglamento de operación, conforme con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 143 de 1994.”*

Pero lo que nos llama la atención es la ausencia de la CREG en las sesiones del CNO o la poca comunicación CNO-CREG en aspectos de la operación que, claramente, tienen incidencia sobre el funcionamiento del mercado.<sup>71</sup>

Además de la operación la ausencia de coordinación monitoreo/regulación se presenta. Wolak (2005)<sup>72</sup> presenta argumentos fuertes sobre la necesidad de que haya un monitoreo del mercado que sea constante y prospectivo. Wolak argumenta que el mercado eléctrico es particularmente vulnerable, incluso

---

<sup>71</sup> El decreto dice sobre los invitados: “Serán invitados a las sesiones de los Comités y Subcomités del Consejo Nacional de Operación, el Superintendente Delegado de Energía y Gas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director de la UPME, quienes serán invitados permanentes a las sesiones y podrán delegar su participación en las mismas.” No hay mención a la CREG.

<sup>72</sup> Wolak (2005). Lessons from International Experience with electricity market monitoring. Disponible en: <http://elibrary.worldbank.org/doi/pdf/10.1596/1813-9450-3692>



más que otros mercados, al ejercicio de poder de mercado. En particular, porque los incentivos individuales de retener capacidad para aumentar el precio potencialmente degradan la habilidad de otros agentes para inyectar energía al sistema y generan problemas serios de confiabilidad.

Finalmente, en temas de estudio y de investigación del mercado (no de una acción específica) el CSMEM tiene poca relevancia. En los países de la OCDE existen dos figuras pertinentes: (i) market studies y (ii) market investigations que en Colombia no se utilizan. Las disposiciones que toma la CREG en este sentido son aisladas y no han terminado en acciones concretas.<sup>73</sup>

### 3.4.3 Fortaleza institucional relativa de la CREG

La Comisión ha logrado mantener sus facultades a lo largo del tiempo a pesar que, desde el año 2002, se han visto diferentes discrepancias respecto a lo que se puede considerar política energética y lo que es regulación. Algunos decretos del MME han sido considerados como de la órbita regulatoria pero también, aunque menos conocido, es que algunas disposiciones regulatorias pueden ser consideradas de la órbita de la política energética o, también, del ámbito de la vigilancia.

#### UPME

Por ejemplo, la CREG ha utilizado diferentes estándares de confiabilidad en calidad de distribución, AGC, planeación, cuando lo natural es que estos estándares los definiese la UPME o el MME. Pero también es cierto que la UPME ha demostrado que le ha costado trabajo definir algunos parámetros fundamentales del sector (pe. el costo de racionamiento de energía y potencia) o ha mostrado una tendencia a sobreestimar la demanda de energía.<sup>74</sup>

Desde el año 2013, la UPME ha introducido mejoras a la metodología de previsión de la demanda. El gráfico presenta estos valores (como desviación de la demanda real) en los que pueden verse menor sesgo a la sobreestimación. La inspección visual sugiere una mejora pero lo importante de estos errores es a largo plazo cuando se utilizan para compra de ENFICC.

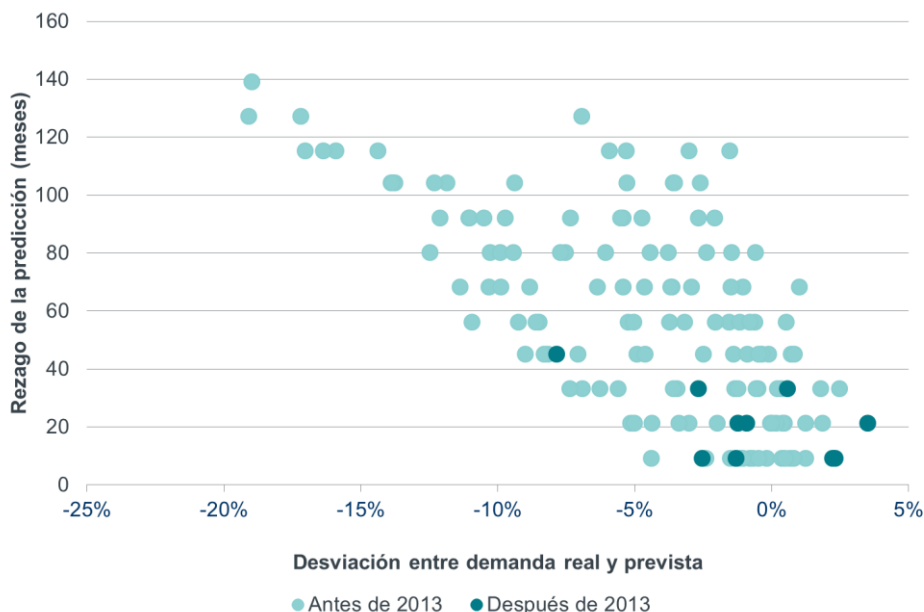
---

<sup>73</sup> Un ejemplo claro se produjo tras El Niño 2009-10 en que la CREG amenazó con la introducción de medidas ex ante de promoción de la competencia que se han ignorado (Documento CREG-118-2010).

<sup>74</sup> Como es natural, ver Figura en el texto, hay una relación entre error y rezago pero más importante es que los errores son predominantemente negativos (sobreestimación de demanda) y algunos muy grandes aunque también un amplio número de estimaciones con bajos errores y largos rezagos.



**Figura 24. Errores de estimación de la demanda**



Fuente: UPME. Nota: Demanda real – demanda prevista.

## SSPD

Se observa también alguna debilidad institucional por parte de la SSPD. La presencia de la SSPD con voz pero sin voto en las decisiones de CREG es considerada como una razón de asimetría en el ejercicio del cuerpo colegiado. Pero esto también impacta en que la SSPD decida centrarse en lo que pueda controlar y no es la regulación.

Esto se junta con el hecho que mucho de la regulación moderna está basada en incentivos o en recompensas/compensaciones por exceso/defecto de cumplimiento. Esta doctrina de uso de la regulación por incentivos va orientada al cálculo de desviaciones que pueden llevar a obviar la acción sancionatoria de la SSPD. La distinción no es simple pero la sensación que la regulación ocupa el espacio dejado por la sanción.

## MME

En ocasiones la CREG ha ocupado el espacio que le brinda el ministerio como posible reconocimiento de esa debilidad institucional. Con la expedición del Decreto 2108 de 2015 sobre continuidad y confiabilidad el MME otorgó, aunque de manera temporal, una serie de competencias que se habían utilizado por el MME en el pasado.<sup>75</sup>

<sup>75</sup> También hay un claro ejemplo en gas. A través de una política de confiabilidad de gas la CREG ha terminado fijando subvenciones a una terminal de regasificación lo cual es una función más cercana al MME.

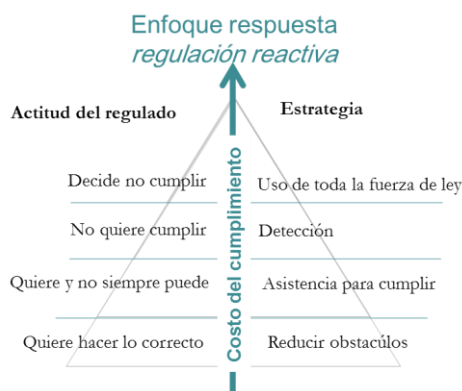
Normalmente es difusa la separación entre todas estas funciones pero hay casos claros en los que la CREG entra a solucionar temas por falta de resolución de las demás entidades. La razón, creemos, tiene que ver con:

- Fortalezas de la institución y con debilidades de las otras instituciones; y
- El enfoque utilizado basado en medidas y no en riesgos.

### Enfoque riesgos

La teoría de la toma de decisiones regulatorias ha pasado de centrarse en las medidas a centrarse en los riesgos. El siguiente gráfico ilustra el modelo de medidas.

**Figura 25. Enfoque de medidas (respuesta)**



Fuente: OCDE

El enfoque medidas se basa en los siguientes puntos:

- La regulación es reactiva, pasa de un enfoque blando de regulación-respuesta a un enfoque más endurecido;
- El modelo está basado en el instrumento regulatorio más que en el fin;
- El sistema funciona moviéndose hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la respuesta de la empresa regulada;
- Cuando hay un evento crítico el sistema se rompe.

El enfoque de riesgos en lugar de enfocarse en los instrumentos regulatorios—como es el caso del enfoque respuesta—se centra en el problema a resolver (en el riesgo). El enfoque riesgo está en boga desde los años 2000 en los países desarrollados y es la base conceptual de los Análisis de Impacto Normativo.

En el enfoque riesgo el regulador identifica los objetivos de la regulación, trabaja con una matriz de riesgo-efecto que prioriza sus riesgos, los clasifica por riesgo inherente o de los agentes, decide las estrategias y planea y las pone en marcha. En el enfoque riesgo participan todos los estamentos de

gobierno lo que hace menos factible los solapamientos de competencias. La siguiente figura presenta un esquema del enfoque.

**Figure 26. Enfoque Riesgos**



Fuente: OCDE

### 3.4.4 Modelo híbrido de Operador del Sistema

La estructura del gobierno corporativo del mercado de electricidad colombiano es probablemente resultado de una herencia institucional del pasado. El antiguo Centro Nacional de Despacho (CND) dio paso a la creación del operador del mercado (XM) y se mantuvo la integración vertical con la mayor empresa de transmisión del país (ISA). El carácter híbrido (público-privado) de ISA hace que surjan los problemas de conflicto de interés entre ISA y la CREG.

El modelo original MEM 1.0 se basaba en el modelo TSO que aplica a la National Grid Company. En este modelo existe un número pequeño de TSOs, uno en el Reino Unido, y se busca que por medio de asignarle costos de congestión de red al OS su brazo de inversión y operación en transmisión tenga los incentivos necesarios para resolverlos. El modelo TSO pierde en transparencia pero gana en eficiencia por los incentivos.

El modelo inicial tenía estos aspectos pero la decisión de privatizar a ISA hizo necesaria la creación de un modelo de Independent System Operator similar a los modelos de PJM o los más tradicionales utilizados en los EEUU. Estos modelos tienen mucho de autoregulación y necesitan que los agentes del mercado participen en la institución y esta fue la idea de crear un OS (CND, MEM, LAC9 junto con el CNO y el CAC. Al final lo que se adoptó fue un modelo T-SO (sin separación estructural entre el OS e ISA) pero:

- Haciendo que ISA perdiera el monopolio de la expansión (como es en los modelos TSO) en favor de un esquema de merchant transmission;
- Eliminando las señales de localización de la generación;

- Eliminando los incentivos a resolver restricciones al TO;

En ocasiones en que el costo político de un racionamiento exceda su costo económico la participación del gobierno en el OS y en ISA puede hacer que los análisis del OS sean conservadores. Entendemos que esta situación pudo presentarse en los Niños del 2009-10 y constituyó un precedente en la del 2015-6. La respuesta de las autoridades en los dos Niños fue diferente:

- En el 2009-10 el papel de XM fue central a la gestión de la crisis (junto con el CACSSE);
- En el 2015-16 el papel de XM fue central en su inicio e ignorado cuando sugirió (junto con el CNO) un racionamiento programado aunque parece haber hecho posible el esfuerzo gubernamental que se produjo para que funcionase el programa Apagar Paga.

Es natural que un modelo de TSO tenga dificultades en asuntos como la transparencia en el acceso o el trato a otras compañías transmisoras.

Los mercados mayoristas en el mundo suelen ser diferentes pero pueden clasificarse en dos modelos principales:<sup>76</sup>

- Mercados Descentralizados: Mercados tipo “Exchange” como la mayoría de mercados europeos (Reino Unido, Alemania, Francia, mercados escandinavos, etc.) (También llamados “loose”).
- Mercados Centralizados: Mercados tipo Pool como la mayoría de mercados de los EEUU y Colombia (también el Pool inglés de 1990 que fue la inspiración del modelo colombiano) (También llamados “Tight”).

Como la electricidad es un producto que debe producirse de manera instantánea con la demanda todos los mercados necesitan de un Operador del Sistema (OS) que coordine esta función. Diferentes mercados asignan diferentes funciones al Operador del Sistema y Colombia es uno donde el Operador del Sistema, XM, del Despacho, XM a través del CND, del mercado, XM a través del MEM, y de cuentas, XM a través del ASIC, juega un papel muy importante. En los mercados centralizados el operador del sistema centraliza gran parte de la labor de intercambio entre la oferta y la demanda mientras que en modelos descentralizados la labor del operador se minimiza a la coordinación estrictamente necesaria

---

<sup>76</sup> El artículo que planteó esta separación es el tan conocido de Robert Wilson. Este puede consultarse – en su versión previa a la publicación “Architecture of Power Markets” *Econometrica*, 2002, 70:1299-1340 en <http://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/MarketArchitecture.RWilson1999.pdf>

**Figura 27. Labores del OS**

	Centralizado	Descentralizado
Programación	Obligatoria	Voluntaria
Liquidación contratos	Bruta	Neta
Ofertas	Por Central	Portafolio
Pujas	Una vía	Dos vías
Despacho	Centralizado	Auto-despacho

Fuente: Autor

Las labores de un OS suelen ser:

- Programación: Despacho obligatorio o despacho autónomo;
- Liquidación de los contratos bilaterales: bruta o neta;
- Ofertas por central o portafolio;
- Pujas: de una o dos vías; y
- Despacho: centralizado o descentralizado

La diferencia primordial entre un pool y un mercado bilateral está en la programación de la operación; en el Pool la programación se determina de manera centralizada basándose en la participación obligatoria de los recursos de generación. Por medio del algoritmo de casación se deriva un precio que compensa a los generadores por su generación. En un modelo descentralizado los agentes comunican al OS su programa de generación y éste planifica los recursos que requerirá para ajustar la programación a la situación real.

Los pools pueden ser netos o brutos. En los pools brutos toda la producción de los generadores es presentada al OS mientras que en el pool neto los generadores pueden vender parte de su producción por su cuenta por medio de contratos bilaterales físicos. Para que el OS pueda hacer coincidir oferta y demanda, los generadores presentan ofertas de desviaciones a sus programas de generación establecidos con los compradores de contratos referenciados a sus centrales.

Las pujas de producción pueden ser de una o de dos vías. En las pujas de una vía, sólo los productores pujan por el precio de mercado, el “comprador único” es el OS que presenta una curva de demanda inelástica (vertical) generalmente planificada de manera centralizada. En un esquema de pujas de dos vías la demanda participa pujando en el mercado presentando ofertas de compra. Como en el mercado eléctrico se acostumbra a abastecer toda

la demanda, los mercados de dos vías son voluntarios o lo que se denomina como “exchanges”.

Finalmente, el regulador puede decidir que el despacho sea centralizado o que las centrales se “autodespachen”. En modelos de Pool como el colombiano, el despacho está centralizado y el OS tiene control sobre el despacho de las plantas. En modelos descentralizados las centrales deciden su despacho de acuerdo al programa presentado al OS.

Otra decisión fundamental en un mercado es el número de mercados existentes. Los mercados eléctricos cuentan con al menos tres mercados de energía, los mercados a plazo, el mercado del día anterior y el mercado en tiempo real. Mercados tipo pool como el español o el australiano tienen programas decididos el día antes y modificados en un mercado, o mercados, muy cercanos al tiempo real para que el despacho se haga a mínimo costo. Otros mercados, tanto Pools como bilaterales, tienen una secuencia de mercados dentro del día – mercados intradiarios – que permiten ajustar la generación y la contratación en el tiempo más cercano a la operación.

Contrasta esta estructura institucional en Colombia con la de otros mercados de electricidad con separación vertical entre las actividades de transmisión y operación del mercado. XM ha ampliado su oferta de servicios desarrollando un mercado estandarizado de contratos lo cual lo convierte en algo inusual en la experiencia internacional. La centralización del OM y del OS es más característica de los modelos ISO pero, en Europa, donde funcionan los modelos TSO el OM está separado y es propiedad de los participantes del mercado (ej. Power Exchanges) o desarrollado en competencia.

Esta centralización del modelo MEM 1.0 se ha, como veremos a continuación, incrementado con el cargo por confiabilidad y las propuestas de MOR.

### 3.5 Rendición de cuentas

En un modelo institucional las entidades tienen que dar cuenta de sus actuaciones con miras a mejorar el mecanismo de toma de decisiones. Aunque la CREG ha tomado ciertas prácticas internacionales de rendición de cuentas por medio de la adopción de algunos mecanismos informales de toma de decisiones existen muchas mejoras factibles. Encontramos también que el papel protagónico de los gremios no parece el más indicado por la importancia que les han brindado las autoridades. Finalmente, consideramos que la Comisión no tiene muchos mecanismos formales de rendición de cuentas.

Esta sección ilustra algunos problemas observados en la práctica debido a la dilución de las actuaciones regulatorias:

- Proceso externo de toma de decisiones de la CREG;
- Amplio margen de acción de los gremios.

### 3.5.1 El proceso de toma de decisiones de la CREG

El proceso de toma de decisiones de un ente regulatorio es fundamental porque forma parte de la mejora en la toma de decisiones. La toma de decisiones tiene dos consecuencias:

- Consecuencias de una decisión; y
- Consecuencias de una no decisión.

En Colombia, encontramos que las consecuencias de una decisión suelen ser personales (Procuraduría, Contraloría, Fiscalía) mientras que las consecuencias de una no decisión son pocas. Esto hace que lo normal sea no tomar decisiones de calado o nuevas sino variaciones en torno a los temas existentes. Hay, sin embargo, notables excepciones pero suelen ser por motivación personal más que por considerar el marco regulatorio como un bien común o como resultado de presiones sectoriales.

#### Mecanismos de no decisión

Así encontramos que existen múltiples sugerencias de XM, agentes del sector, analistas que suelen no encontrar eco en el regulador por la ausencia de un mecanismo transparente de iniciación de la regulación. El regulador es bastante celoso de su autonomía y eso implica una decisión autónoma de la agenda regulatoria y falta de consecuencias de no cumplir con ella. La agencia regulatoria de la CREG es limitada; simplemente temas, sin cronograma claro (desconocemos si con asignación de recursos), sin motivación de la inclusión de un tema y no de otro, etc.

En otros mercados suele haber mecanismos de iniciación formales de propuestas de modificación de los reglamentos.

#### Mecanismo Externo de decisión

Existen dos mecanismos formales que pretenden limitar el accionar de la CREG en su toma de decisiones:

- El requisito de resoluciones de consulta;
- Los análisis regulatorios ex post.

Las resoluciones de consulta son un mecanismo efectivo pero tienen el problema de producirse demasiado tarde en el proceso. Cuando se expide una resolución de consulta las posibilidades de contemplar otras alternativas, de modificar el diagnóstico del problema o de realizar otros análisis previos son muy limitadas. El requisito de resolución consulta es necesario pero dentro de un procedimiento de motivación de la decisión mucho más amplio que la mera resolución.<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> Una resolución de consulta normalmente tiene una alta cuota de participación del experto comisionado líder del tema. Esto implica una alta involucración personal y una reticencia natural a modificar las resoluciones.



Con un argumento similar también creemos que pierde mucha relevancia el mecanismo de análisis de impacto regulatorio ex post. El análisis ex post tiene la dificultad que es un análisis en el que es muy difícil extraer conclusiones para mejora. La razón es que el análisis ex post involucra múltiples decisiones, un conjunto de situaciones externas que pueden no repetirse y un desconocimiento del conjunto de información con el que operaban las autoridades al momento de la toma de decisiones. La dificultad de aislar una medida compleja de manera ex post impide aprender de ella y es más apropiado mejorar el mecanismo de toma de decisiones. El análisis se beneficiaría de:

- Analizar medidas específicas y no la regulación como un todo; y
- Debería llevarlo a cabo una agencia independiente de los reguladores.

La CREG utiliza algunos mecanismos informales de consulta previa y participación del sector pero sin una metodología establecida. Por eso, desde hace unos 9 años, desde el sector ha surgido la iniciativa de utilizar los modelos de Análisis de Impacto Normativo de la OCDE para mejorar las decisiones.<sup>78</sup> Asimismo el Gobierno Nacional—en el CONPES 3816 Mejora Normativa: Análisis de Impacto de octubre de 2014—estableció dicha iniciativa con base en los siguientes puntos:

*“(i) establecimiento de la institucionalidad requerida, (ii) generación y fortalecimiento de capacidades para la gestión; (iii) implementación de herramientas de análisis de impacto normativo a través de un programa piloto; (iv) establecimiento de lineamientos y guías; (v) difusión de mecanismos y herramientas para administración y racionalización del inventario normativo.”*

Y, entendemos, se han llevado a cabo dos estudios pilotos al respecto.

### Mecanismo interno de decisión

Arriba analizamos la manera en que las coaliciones al interior de la Comisión operan y como genera retrasos pero también hemos encontrado que hay algo de la cultura organizacional de la CREG que genera dificultades sobre la capacidad de rectificar errores en la regulación y la disposición a rendir cuentas. La teoría de organizaciones plantea que una organización puede entenderse a partir de dos dimensiones:<sup>79</sup>

- Red: la capacidad de funcionar de acuerdo a reglas pre-establecidas;

---

<sup>78</sup> El autor de este informe ha propuesto la adopción de esta metodología en diversas ocasiones en foros públicos y en informes sometidos a la CREG. Por ejemplo; Frontier Economics Ltd (2008) “La buena regulación y las propuestas regulatorias de la distribución eléctrica en Colombia”, Informe para las Empresas Públicas de Medellín, julio de 2008; Fernando Barrera “La forma de un buen proceso regulatorio: aplicación al proceso regulatorio de 2008”. Presentado en la V Jornada Técnica de Distribución Eléctrica de Asocodis celebrada en Bogotá en diciembre de 2008., entre otros.

<sup>79</sup> No es que la organización puede definirse de una sola manera ya que puede tener departamentos que difieren en su tipo pero la forma de preparación de temas en la CREG tiene algunos elementos comunes.

- Grupal: la capacidad que el grupo prevalezca sobre el individuo.

**Figura 1 Tipos de organizaciones**

		Grupal	
Red	Alto		Bajo
Alto	Jerárquicas Reglas y coherencia social		Fatalistas Baja cooperación, desconfianza y apatía
Bajo	Igualitarias alta participación en decisiones		Individualistas las decisiones se toman por negociación

Fuente: Hood, C. (1998). *The art of the state: culture, rhetoric, and public management*. Clarendon.

En el reglamento interno de la CREG<sup>80</sup> se observa que la organización de la Comisión solo sigue una función administrativa, limitándose a las siguientes dependencias:

1. Comité de Expertos Comisionados.
2. Dirección Ejecutiva.
  - a. Subdirección Administrativa y Financiera.
3. Órganos de Asesoría y Coordinación.
  - a. Comisión de Personal.
  - b. Comité de Coordinación del Sistema de Control Interno.

Puede verse que el organigrama no contempla divisiones sectoriales o funcionales (finanzas, economía, regulación, operación, etc.) sino meramente administrativas. El funcionamiento de la Comisión es, en la actualidad, basado en grandfathering con grupos históricos y una baja rotación en los temas lo cual sugiere un enfoque alto en red y, debido a los problemas de sobre-especialización que documentamos anteriormente, un enfoque grupal bajo.

Los esquemas organizacionales denominados fatalistas (Altos en Red y bajos en Grupal) suelen reaccionar de una manera peculiar a los errores. Los desastres en este tipo de organizaciones suelen verse como eventos únicos que solo podían anticiparse en retrospectiva. Una respuesta en una organización fatalista enfatiza que el mundo es inherentemente impredecible y de difícil control. Son organizaciones con baja autocrítica y evitan diagnósticos porque los consideran contraproducentes para evitar los problemas futuros.<sup>81</sup>

<sup>80</sup> El viceministro Tomás González conformó, de manera informal, un grupo de expertos sectoriales en el año 2013 para diseñar un nuevo reglamento para la CREG. En este grupo, al cual el autor de este informe fue invitado a participar, se propuso adoptar un enfoque similar al del AIN a las decisiones de la CREG. Sin embargo, el resultado final fue mucho más limitado.

<sup>81</sup> La existencia de responsabilidades patrimoniales de los servidores públicos en Colombia fomenta la falta de autocrítica y persistencia en los errores.

### 3.5.2 La labor de los gremios

En el sector eléctrico colombiano existen un gran número de gremios con intereses a lo largo de la cadena de valor. Podemos citar los siguientes y tratar de comprender sus características:

- **ACOLGEN.** Gremio de generadores hidráulicos y térmicos no-gas (carbón como Tasajero y las centrales térmicas de Emgesa más CELSIA quien por su participación en EPSA tiene activos hidráulicos). Acolgen ha tenido un viraje en su enfoque de lo técnico a lo político a partir del momento en que el gremio, que originalmente incluía a todos los generadores, se rompe por la propuesta de cargo por confiabilidad. Sus dos presidentes ejecutivos más recientes no tenían experiencia sectorial pero sí cercanía al gobierno central.
- **ANDEG:** Gremio de, originalmente térmicas independientes pero hoy día, tras el Niño 2015-6 y el retiro de las centrales a carbón, gremio de centrales a gas-líquidos. Formado tras la escisión de las térmicas de ACOLGEN. Un solo director Ejecutivo procedente del DNP con cercanía a la CREG pero un enfoque más técnico en las discusiones.
- **ANDESCO:** gremio a lo largo de toda la cadena de servicio y más afín a las empresas integradas verticalmente. Gremio más cercano a lo político que a lo técnico. Sus aportaciones al debate suelen ser sobre política energética más que regulación.
- **ANDI:** Cámara de Grandes Consumidores: Pioneros en dar una voz a los industriales en el tema de energía. Su mayor logro fue la eliminación de la contribución del 20% tras la publicación del estudio de Fedesarrollo (2009).
- **ASOENERGIA:** Nuevo gremio formado tras la creciente participación de la industria—en especial el Grupo Corona—en los debates sobre tarifas eléctricas. Su influencia parece alta dada su corta edad. Fundamental en la promoción del estudio de tarifas de ECSIM y proponente muy vocal de modificar el Cargo por Confiabilidad para que se reemplacen las centrales de combustibles líquidos por carbón.
- **ASOCODIS:** Gremio de la mayoría de distribuidores de electricidad. Sus Presidentes han sido exfuncionarios del MME o de la CREG pero con alto conocimiento de la regulación. Concentración en los temas de los distribuidores-comercializadores en lugar de los temas sectoriales en general.

Los gremios tienen diferente espacio en la discusión dependiendo de la actitud del gobierno de turno. En el último Niño ACOLGEN y ANDEG tuvieron muy diferentes estrategias y diferente impacto pero los dos gremios estuvieron muy activos. En el año 2009-10 el gobierno no consultó a los gremios con la misma intensidad sino que llevó a cabo su estrategia a través del CACSSE y XM. En 1997, la gestión de la crisis se hizo a través del CNO y el CND.

## 3.6 Conclusiones

Los muchos problemas institucionales del MEM se pueden resumir en: la separación inapropiada de funciones sin coordinación; que se presenta tanto en las épocas de escasez como en las épocas de abundancia aunque se manifiesta de maneras diferentes. Hemos encontrado que la falta de coordinación lleva a los dos problemas: exceso de medidas en épocas de escasez y falta de profundización en épocas de abundancia. La separación inapropiada de funciones, sin coordinación, lleva a un diseño de mercado que no avanza y da vueltas en torno a sí mismo.

La separación inapropiada de funciones de la Ley 143 de 1994 no permite la coordinación cuando llega un momento de crisis. Los costos políticos de un racionamiento en Colombia son percibidos como de tal envergadura que las autoridades hacen lo que sea necesario para asegurarse que no se produzcan. Cada institución resuelve su problema sin pensar en el todo y la falta de coordinación lleva a la adopción de medidas ad hoc. Se crean diferentes mecanismos de coordinación en la escasez que han variado en los Niños pasados:

- 1997-98: CREG/CNO/CND
- 2009-10: MME/CACSSE/CND;
- 2015-16: MME/CREG/Gremios.

Sin embargo, no hay mejor garantía para la seguridad de suministro que un buen diseño de mercado que resuelva las fallas de mercado y el mejor momento para diseñarlo es en la abundancia.

Un mal diseño de mercado modificable en medio de una crisis no hace que las partes tomen decisiones coherentes para la época de escasez. Los agentes de mercado pueden confiarse que el regulador tendrá mucho que perder como resultado de un racionamiento y tomarán decisiones arriesgadas. En medio de un racionamiento los agentes ven como razonable que se tomen decisiones ad hoc y las autoridades las fomentan al no resolver los problemas. Pero el problema es por qué no se resuelven los problemas en épocas de abundancia.

En los tiempos de abundancia no existen instrumentos que permitan resolver los problemas de mercado. Existen decisiones que competen a todas las partes pero ninguno las internaliza o promueve y cuando requieren diferentes instituciones no se logra adoptar mecanismos de coordinación y seguimiento. Creemos que, al interior del ejecutivo, existe un enfoque basado en medidas y no un enfoque basado en riesgos.

El desafío institucional es qué hacer para lograr la coordinación a lo largo del tiempo respetando la división de funciones. Esto requiere tres cosas:

- Separar las funciones compartidas entre diferentes instituciones;
- Reducir las funciones en cabeza de una misma institución;

- Crear mecanismos formales e informales de coordinación entre las instituciones.

La siguiente sección los propone.

## 4 PROPUESTAS DE MEJORA INSTITUCIONAL

Nuestras propuestas de mejora institucional buscan lograr que el marco regulatorio se modifique de manera incremental y que los problemas se resuelvan de manera coordinada respetando el reparto de funciones de la Ley 143 de 1994.

Dividimos nuestras propuestas en los siguientes temas:

- Coordinación;
- Política energética;
- Regulación;
- Competencia;
- Operación;
- Mercado; y
- Vigilancia y control.

Dentro de las recomendaciones enfatizamos que el camino de acceso a la OCDE y la adopción de sus mejores prácticas son el camino a seguir. El país ha adoptado diferentes políticas para mejorar la calidad de su regulación (ej CONPES 3816/2014, PND 2014-8):

- Agenda para la introducción de AINs;
- Consulta y reducción de carga administrativa.

Las cuales están siendo impulsadas por el DNP y el DAFP respectivamente.<sup>82</sup> La OCDE ha pedido a Colombia una introducción sistemática de AINs y la utilización de análisis ex post de medidas. Nuestro análisis sugiere que esto mejoraría profundamente la adopción de mejores medidas regulatorias y es en línea con lo que hemos propuesto en el pasado.

En los siguientes apartados abordamos la descripción de estas medidas. El modelo contemplado crea dos nuevas instituciones:

- El Independent System Operator; y
- La Agencia Colombiana de Reguladores Económicos ACRE;

Además de la agencia de calidad regulatoria que ha propuesto la OCDE. Las demás medidas son mejoras o pequeñas modificaciones a las entidades existentes o a la manera de concebir sus decisiones.

---

<sup>82</sup> El más reciente indicador de regulatory policy and governance de la OCDE solicita fusionar estas iniciativas bajo una misma institución.

## 4.1 Coordinación

Hemos afirmado que el modelo colombiano es un modelo basado en el reparto de funciones. Pero ese reparto de funciones, debido a problemas de coordinación, se rompe en situaciones de estrés creando problemas de invasión de competencias o de inacción de alguna de las entidades. Para responder a este desafío se tienen dos caminos:

- Agrupar funciones de una manera que respete las principales virtudes del reparto de funciones; o
- Crear mecanismos punitivos de las situaciones en que se invaden competencias o se produce inacción de alguna institución.

Consideramos que el segundo camino es problemático porque no es fácil establecer los límites de las competencias y esto claramente puede llevar a la inacción. Asimismo en Colombia ya existen muchos mecanismos políticos y de la función pública de vigilancia de los funcionarios públicos como para utilizar este mecanismo. Finalmente, la inacción sólo es posible considerarla si las entidades se comprometen a un plan de acción previo lo cual ha resultado difícil en situaciones previas.

Por lo tanto lo más sencillo en temas de coordinación es agrupar funciones pero, para respetar la división de funciones de la ley es importante agrupar de una manera blanda pero efectiva. Para eso proponemos retomar los principios del modelo de integración de funciones emprendido en el estudio TERA “The Organizational Structure for the new Governance Institutions for the Colombian Electricity Market” del año 1999 pero con algunas modificaciones a la luz de lo aprendido desde entonces.

El modelo TERA estaba basado sobre la idea de la autoregulación que, en la coyuntura colombiana, parece inadecuado. Es improbable que, dada la importancia política que tiene el racionamiento eléctrico, el gobierno nacional permita que las reglas del sector sean bilaterales cuando hay terceros perjudicados. Así, proponemos que siga siendo la regulación la que marque las relaciones entre agentes pero busquemos que se cambie el proceso de expedición de normas buscando que se inicien en el sector (usuarios, comercializadores, generadores, distribuidores, empresas de transmisión).

En ese modelo, todos los agentes del sector tienen voz en la nueva institución pero la institución es, en realidad, XM sin la participación de ISA. Consideramos que un modelo en el cual ISA no es el único transmisor, donde hay competencia en la adjudicación de los proyectos de expansión, en los que los transmisores puedan llevar a cabo nuevos proyectos (p.e. baterías, bombeos, etc.), en los que la calidad sea fundamental y en los que la labor del CND siga teniendo algo de discrecional la independencia de XM de ISA es importante.

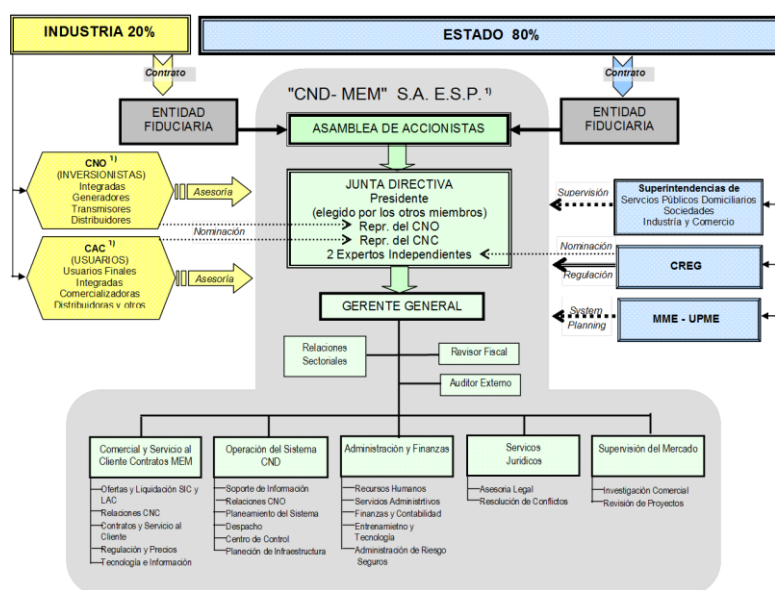
La siguiente figura reproduce el organigrama propuesto por TERA en su estudio que nos sirve como base para abordar la discusión. TERA la



denominaba CND-MEM SA porque agrupaba las funciones de operador del mercado y operador del sistema (sin la presencia de ISA) pero nosotros consideramos que dado que (i) el mercado va camino de contratos estandarizados y varios modelos de contratos a plazo; y (ii) se han detectado problemas detectados en el manejo de garantías se proponen dos versiones.

- Modelo con Operador de Mercado a Plazo (OMEPE) en CNDMEM; y
- Modelo con OMEPE separado: Modelo CAMEMSA-OMEPE.

**Figura 28. Organigrama de la Nueva Entidad propuesto por TERA**



Fuente: TERA (1999)

El modelo con OMEPE (CNDMEM) y el modelo con un operador de mercado separado (CAMEMSA-OMEPE) son similares y tienen los siguientes elementos comunes:

- La Bolsa en CNDMEM/CAMEMSA-OMEPE;<sup>83</sup>
- Las OEFs y los contratos vigilados por la Superfinanciera;
- Participación accionaria de los comercializadores/generadores;
- Las propuestas de modificación al MEM surgen de CNDMEM/CAMEMSA.

<sup>83</sup> En la medida en que la Bolsa admita comercializadores y oferta de compra lo más apropiado es sacar la Bolsa a un Exchange con lo cual el OMEPE se puede fusionar con la Bolsa.

A este le llamamos el modelo CAMEMSA, Compañía Asesora del MEM SA. Primero entramos a detallar el modelo CND-MEM SA y después nuestra propuesta.

#### 4.1.1 Modelo CND-MEM SA

Este modelo parte de la recomposición del CNO y su integración al CND. Tiene la mayoría de sus acciones en manos de la Nación pero cuenta con una participación asesora de los participantes en el MEM (incluidos los comercializadores). Creemos que, a diferencia del modelo TERA, debe involucrar a las empresas de transmisión y distribución. El modelo de gobierno corporativo estaba concebido como 5 representantes, dos nominados por, respectivamente, CNO y CAC (CNC se denominaba entonces), dos nominados por el MME (en el modelo TERA los nominaba la CREG pero pensamos modificar la CREG) y un presidente nombrado por estos 4.

Es posible, sobre todo si se implementa nuestra propuesta de una CREG sin miembros del gobierno, que lo correcto sea que el MME nombre al menos uno de los miembros y, si se le da la autoridad de proponer mejoras al diseño de mercado como proponemos más adelante, nombre a los dos. Consideramos que lo más apropiado es que las medidas de profundización del diseño de mercado provengan de esta institución y la CREG las adopte (de la manera que considere más apropiada).

La entidad es regulada por la CREG y supervisada por la SSPD. También sería conveniente que los contratos, incluidas las OEFs, fuesen regulados y vigilados por la Superfinanciera.

#### 4.1.2 Modelo CAMEMSA

El problema que vemos en el modelo CNDMEM es el papel del Operador del Mercado a Plazo. El papel del OM dentro del CNDMEM SA es más lógico en un modelo con mercados gestionados por el OS. Esto es claro en los mercados de reservas (mercados auxiliares) que son gestionados por el OS.

Sin embargo, nos parece menos claro en contratos a plazo bilaterales (como los OTCs) o en mercados de futuros o en las propuestas tipo MOR que se están analizando en Colombia. Asimismo es más apropiado en un modelo con un Pool obligatorio (sin participación de la demanda) que en un modelo tipo Exchange donde los comercializadores participan en la Bolsa. Si Colombia se mueve a ese modelo lo natural es que el day ahead salga del CNDMEM SA y se fusione con el OMEP.

De cualquier manera no parece lógico que para un mercado de contratos bilaterales se tenga que crear una entidad mixta. Es más apropiado que esa entidad sea de derecho privado y que sea independiente del CNDMEM SA. El Operador del Mercado (estilo una cámara de compensación) puede ser

creado por los agentes del mercado o propuesto por Derivex a éstos y sujeto a regulación financiera (Superfinanciera).

De cualquier manera CAMEMSA sería la entidad que propondría los cambios al MEM y la CREG debería dar respuesta a estas solicitudes en un plazo prudencial. La entidad coordinaría las acciones en períodos de estrés como está contemplado en la Ley. Podría proponer regulación de urgencia a la CREG pero esperamos que con las propuestas de mejora al MEM no sean necesarias. Sí consideramos necesario que el MME adopte un enfoque de riesgos para la aprobación de la política energética como proponemos a continuación.

En cualquiera de los dos modelos surge el desafío de tener una entidad de las más óptimas capacidades y la remuneración coherente con atraer estas capacidades. En ese caso es probable que, a pesar de ser la Nación su accionista mayoritario, su política salarial sea coherente con el sector privado haciendo que la participación privada sea posible. Puede pensarse en que todos los agentes de mercado tengan una participación simbólica que les permita acceder a los foros de discusión y de tener acceso a la información y que la empresa se financie, en parte, de contribución a las empresas reguladas y, en lo remanente, con cargo a las tarifas.

## 4.2 Política Energética

La política energética está en el centro de la discusión y será la forma primordial de intervención del ejecutivo en el sector. La autoridad máxima en política energética es el ministerio en compañía de la UPME. Encontramos que las dificultades de la política energética eran:

- Aproximación inadecuada a las fallas de mercado;
- Definición incompleta de objetivos;
- Definición inadecuada de estrategias;
- Falta de implementación; y
- Problemas de coordinación institucional

Para mejorar la política energética en todos estos aspectos sugerimos adoptar un enfoque económico.

### 4.2.1 Enfoque económico

Los Análisis de Impacto Normativo de la OCDE son un buen punto de partida para comprender la manera en que se fundamenta una política energética. Sin embargo es importante reconocer que los AIN se basan en que una intervención en una economía de mercado debe justificarse y para esto los economistas han desarrollado la teoría del “second best”. Por eso comenzamos analizando—de manera simple—esta teoría en el siguiente apartado.

## Fallas de mercado

El primer teorema fundamental de la economía del bienestar dice que una economía de mercado, bajo ciertos supuestos, produce un óptimo de Pareto. Esto significa que si estos supuestos no se cumplen se puede justificar la intervención estatal. Estas fallas de mercado son las que producen la motivación de la intervención estatal, una de las cuales es la política energética.

Cuando hay una falla de mercado surge ineficiencia y cuando hay ineficiencia las ganancias de comercio no se maximizan. Un planificador central puede lograr que esas ganancias de comercio se maximicen lo cual sugieren que si los individuos racionales no lo hacen es por los siguientes motivos:

1. Cuando los agentes económicos no tienen control sobre los bienes para transarlos;
2. Si los agentes no tienen suficiente información para tomar las decisiones apropiadas; y
3. Si los agentes económicos no logran ponerse de acuerdo sobre cómo compartir las ganancias de comercio.

La falta de control sobre los medios de producción es el resultado de derechos de propiedad incompletos que se clasifican en problemas de exclusión o in-transabilidad de los derechos. El primer caso existe cuando los derechos de propiedad están en cabeza de varios agentes económicos y esta coordinación resulta costosa o, dicho de otra manera, cuando es costoso excluir a alguno de estos agentes. Bienes con estas características se denominan no-exclusivos, comunes o públicos y un agente centralizado haría mejor uso de ellos que muchos agentes sin control.

El que los derechos de propiedad no sean transferibles puede tomar la forma de ausencia total de transferibilidad o de parcial. El efecto de restricciones a la transferibilidad hace que las partes no puedan llevar a cabo intercambios mutuamente benéficos. Esto genera ineficiencias.

El primer teorema de la economía del bienestar asume información completa; los agentes económicos deben conocer los potenciales socios de comercio, los términos de comercio deben estar determinados (no hay costos de transacción), la calidad y condición de los bienes intercambiados debe ser conocida y la validez de los derechos de propiedad establecida. Cuando hay costos altos de información el intercambio puede no agotar las ganancias de comercio y puede motivar la intervención estatal.

Finalmente, cuando hay pocos agentes éstos pueden no ponerse de acuerdo (problema de negociación). Pueden existir diferentes formas de transar que difieren en el bienestar extraído por cada cual, las dos partes ganan en el comercio pero el reparto puede ser muy diferente.

Estas son las causas fundamentales de las fallas de mercado pero se manifiestan en instancias de fallas de mercado como son:

- El monopolio natural;
- Las externalidades;
- La existencia de recursos comunes;
- La existencia de bienes públicos;
- Problemas de información (información asimétrica).

Como veremos a continuación las fallas de mercado en el sector eléctrico suelen incluir todas estas instancias pero existe una adicional que no está contemplada en la literatura económica que es la falta de respuesta de la demanda. La falta de respuesta de la demanda hace que en, algunas, ocasiones de escasez la curva de oferta (vertical en ese momento) y la curva de demanda (vertical también) no se intersecten. A esta falla podemos llamarla ausencia de resolución de mercado.

Cuando existe una falla de mercado la teoría económica recomienda:

- La teoría del second best recomienda utilizar un instrumento para resolverlo;
- La teoría del bienestar permite elegir dicho instrumento;
- La teoría de distorsiones recomienda:
  - que el instrumento vaya dirigido a la falla en cuestión y,
  - que se utilice un instrumento por falla.

### Teoría del second best

La teoría del second best ayuda a comprender la forma en que se debe llevar a cabo la intervención del estado en una economía de mercado. Se pueden distinguir tres formas de intervención de la economía por parte del estado:

- Corrección de la falla de mercado;
- Corrección del resultado del mercado por algún juicio de valor diferente al criterio de Pareto. Juicios de valor deben ser entendidos como decisiones que no tienen que ver con la eficiencia sino con el modelo de valores de una sociedad.
- Alcanzar una distribución del ingreso más equitativa. Las sociedades con óptimo de Pareto parten de una asignación de derechos de propiedad que puede no corresponder con el criterio de justicia de una sociedad moderna.

Sobre la segunda forma es importante afirmar que la teoría del Second Best no tiene mucho que decir y, sobre la tercera forma, la teoría del bienestar dice que el gobierno puede hacer redistribución de los derechos de propiedad y permitir el funcionamiento del mercado para alcanzar el óptimo

deseado. Es decir, dice que se debe hacer redistribución que no afecte las decisiones marginales y el libre funcionamiento del mercado permitirá alcanzar un óptimo de Pareto.

---

## Fallas de mercado en el sector eléctrico

La identificación de fallas de mercado no siempre es sencilla porque requiere demostrar que existe una solución superior con las restricciones existentes. Esto implica que no se puede generalizar a todos los sectores eléctricos del mundo ya que es necesario comprender el entorno en el que se desarrollan estos mercados. Lo importante es comprender por qué los supuestos del paradigma competitivo no se cumplen en un lugar específico.

A continuación analizamos la manera en que algunos casos de fallas de mercado pueden presentarse en el sector eléctrico.

### Monopolio

El monopolio natural ocurre cuando el tamaño del mercado (función de la curva de demanda) es inferior a la mínima escala eficiente de una empresa (cuando el costo medio es mínimo). Este es el caso de la transmisión y la distribución eléctrica y requiere regulación de precios. Esta es la razón primordial de la regulación eléctrica en el mundo; el hecho que el consumidor se enfrenta a una sola empresa y por eso el regulador debe fijar los precios.

### Externalidades

Las externalidades en el sector eléctrico suelen asociarse al tema ambiental como es el hecho que la emisión de CO<sub>2</sub> por combustión de combustibles fósiles genera calentamiento global. Mucha de la política energética más reciente ha estado encaminado a los efectos que acciones individuales tienen sobre el sistema en general y cómo lograr que los agentes económicos las internalicen.

### Bienes públicos

En el sector eléctrico el bien público por excelencia es la seguridad de suministro o, como se llama en Colombia, la confiabilidad. La lógica es que es difícil excluir a ciertos consumidores de la confiabilidad y que esto hace que todos se beneficien de un nivel de confiabilidad y poca voluntad a pagar por él. Como en Colombia, la seguridad de suministro es un objetivo de política energética en muchos países.

### Recursos comunes

Recursos comunes son aquellos que intervienen en el proceso de producción pero que no tienen un dueño único. Los ejemplos típicos son las carreteras,

los bancos de peces o las tierras de pastoreo. Su uso genera congestión porque el bien no está valorado.

En el sector eléctrico esto puede ocurrir con el uso del agua, como en muchos países no hay un pago por el bien su uso puede ser excesivo.

## Problemas de información

Los problemas de información suelen ser por asimetría, incertidumbre o costos de transacción. Como en el sector eléctrico muchas de las transacciones son de largo plazo o bilaterales, los costos de transacción, la incertidumbre, el oportunismo y los riesgos son elementos fundamentales en las transacciones. Esto suele justificar alguna intervención blanda por parte del regulador para ayudar a aprovechar las economías de escala de la información.

Pero la más importante falla de mercado en el mercado eléctrico es la ausencia de respuesta de la demanda. Esto tiene diversos orígenes pero es un hecho de todos los mercados eléctricos y el principal desafío regulatorio. Últimamente se ha descubierto que mucha de esta falta de respuesta tiene que ver con ausencia de información y que los cambios tecnológicos ayudan a potenciar la respuesta de la demanda.

---

### 4.2.2 Propuesta de desarrollo de los PENs

La revisión de la regulación colombiana nos ha permitido detectar varias situaciones en las cuales el reparto de funciones entre la regulación y la política no está claro. Esto es, por ejemplo, claro en temas como:

- Subsidios y contribuciones (tensión social y de subsidios cruzados o “competitividad”);
- Fijación de estándares de confiabilidad (función del ministerio pero llevada a cabo por la CREG en varias ocasiones);
- Planificación del mix energético (confusión en asignación de funciones);
- Determinación de las metas de calidad (fijadas por la CREG pero la Ley dice que el MME fija los criterios).
- Determinación de las metas de pérdidas (similar al problema de calidad);

El reparto de funciones es muy difícil de establecer de manera enfática pero en la práctica colombiana la ausencia de reglas lo dificulta. Para poder realizar un reparto de funciones apropiado creemos que es necesario establecer una división taxativa basada en la forma de la falla de mercado. Para esto partimos que la política energética se consigna en el Plan Energético Nacional de la Ley 143 de 1994 (Artículo 6: Funciones de la UPME):



“ c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y, el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.”

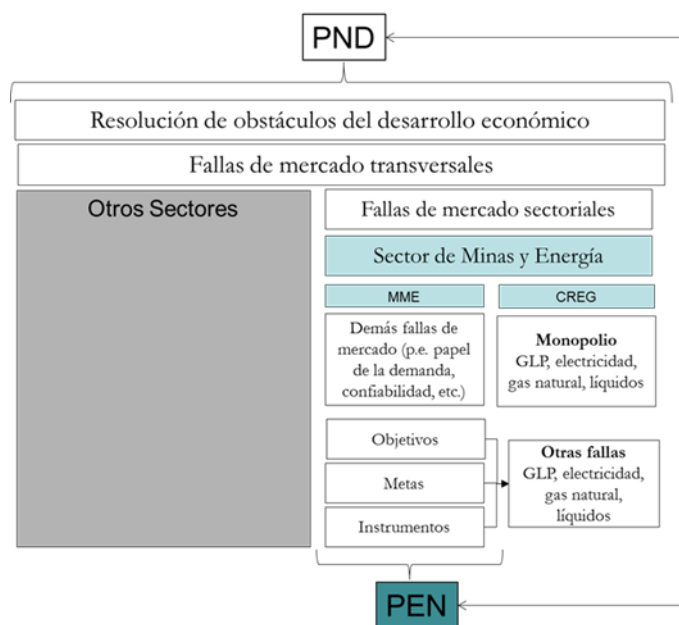
Es claro que el PEN está hecho en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y que, con la frecuencia necesaria, incluye tanto su elaboración como su actualización. El hecho que el plan requiera actualización significa que sus lineamientos deben estar orientados al largo plazo con modificaciones incrementales y, además, que el PEN debería incluir:

- La revisión del PEN anterior;
- Verificación del cumplimiento del plan anterior; y
- Motivación de desviaciones del plan anterior.

Y el plan debe estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

Un esquema, ver la figura a continuación, nos permite discutir nuestra propuesta

**Figura 29. Reparto de funciones de política energética en Colombia**



Fuente: Autor

En la propuesta la asignación de funciones entre instituciones se hace sobre la base de la identificación de fallas de mercado. Partimos de la premisa que la economía colombiana es una economía de mercado pero en vías de desarrollo con lo cual el Plan Nacional de Desarrollo tiene cabida dentro del objetivo general y primordial de promover el desarrollo económico. En ese orden de ideas el PEN debe cumplir dos requisitos:

- Justificarse sobre la base de fallas de mercado;
- Fallas de mercado con origen sectorial en el sector de minas y energía.

La primera falla de mercado que analizamos es la de monopolio y, dentro de ésta, surge el monopolio natural que ocurre en los segmentos de transmisión (transporte) y distribución. Esta función está en cabeza de la CREG en los mercados que participa (eléctrico, gas natural, combustibles líquidos y GLP) donde la Comisión tiene competencias exclusivas. Dentro de la política energética lo denominamos como el objetivo de competitividad que tiene dos requisitos para llevarse a cabo:

- Tarifas orientadas a costo (eficiencia asignativa);
- Regulación por incentivos (eficiencia técnica).

La competencia es una de las maneras en las que se alcanza eficiencia asignativa y técnica y por eso en ocasiones la regulación es su sustituto. Así, la Ley 142 de 1994, otorga facultades de promoción de la competencia a la CREG. Sin embargo, en otros países el regulador no tiene estas funciones sino que recaen en la autoridad de competencia. Más adelante analizamos cómo hacer que esto funcione en Colombia.

Esto significa que la CREG tiene como objetivo de política energética el de competitividad de los combustibles que le corresponden. De manera correspondiente, el MME tiene la competitividad como objetivo de los otros combustibles sectoriales como son el carbón, el crudo y otros minerales. Esta división es clara.

Pero consideramos que esta es la única falla de mercado asignada a la CREG con independencia de las que le asigne el PEN. Por eso el MME tiene la competencia en las demás fallas de mercado del sector. Estas fallas de mercado tienen varias fuentes como:

- Los bienes públicos (ej. Confiabilidad);
- La falta de respuesta de la demanda eléctrica;
- El problema ambiental del sector eléctrico;
- La política social sectorial.

### 4.2.3 Aplicaciones prácticas

Para entender las sutilezas de esta distinción analizamos dos asuntos de política energética que suelen mencionarse con cierta frecuencia:

- Mix energético;
- Papel de la demanda.

#### El mix energético

En primera instancia miremos el problema del mix energético. Desde el apagón del año 1991, el problema del mix energético en Colombia se suele contemplar como un asunto de política energética que escapa a la CREG. Pero no ha sido fácil que la CREG siga el dictado de los PENs en ese

respecto ya que la CREG considera que el producto energía firme—remunerado en el cargo por confiabilidad—es lo suficientemente neutro para que no sean necesarias las asignaciones por tecnología.

Nuestra manera de analizar el problema en este caso sugeriría que el mix energético debe ser un resultado del mercado pero que el mercado de combustibles no debe tener fallas de mercado para que así sea. Si se detecta una falla de mercado en el sector de los combustibles y surge de un combustible con problemas de competitividad regulado por la CREG la respuesta coherente es actuar sobre este problema pero si es otra falla de mercado de este combustible lo razonable es que lo resuelva el ministerio.

En esto es ilustrativo el problema de confiabilidad en gas. La falla de mercado en el sector de gas es de índole de bien público lo que no es competencia de la CREG sino que el MME debe identificarla, fijar los estándares de confiabilidad y, si así lo considera, pedirle a la CREG que lo resuelva. Un camino más expedito pero menos económico es fijar el mix de manera centralizada.

### Papel de la demanda y eficiencia energética

Otro ejemplo es el del papel de la demanda. Esta es una falta típica del sector eléctrico pero su resolución plena escapa a la CREG. El problema de la falta de respuesta de la demanda tiene varias vertientes como son:

- Falta de información;
- Falta de exposición al precio de mercado;
- Problemas tecnológicos (falta de medición horaria);
- Problemas de financiación.

El problema de falta de información es una falla de mercado que cae fuera de la órbita de la CREG pero la exposición al precio de mercado es parte de la competitividad y el tema tecnológico involucra a la CREG y a la UPME. Finalmente, el problema es que los clientes no tengan manera de financiar la compra de equipos (como electrodomésticos más eficientes, bombillos, etc.) lo cual es un problema de fallas de mercado en el sector financiero en cuyo caso la resolución del problema puede ser tan difusa que se deba emplear medidas menos económicas como:

- Reemplazo de los bombillos;
- Planes de financiación sectoriales;
- Incentivos regulatorios a la financiación

#### 4.2.4 Proceso de creación del PEN

Una vez definidos los roles y las fallas de mercado el MME (UPME) debería establecer:

- Objetivos (asociados a las fallas de mercado y al PND);
- Cuantificar el impacto de la falla de mercado;
- Fijar metas para la consecución de estos objetivos;
- Asignar la consecución de estos objetivos a las entidades encargadas; y, en el caso de entidades del ámbito del MME:
- Identificar acciones para cumplir dichos objetivos.

Pero el PEN también requiere que se analice cumplimiento con los objetivos del pasado (ha habido muy poco en términos de metas cuantitativas) y se asegure la coherencia con el PND. En esto encontramos que el Ideario puede servir de hoja de ruta a la política energética pero debería poderse plasmar en una norma que vincule a varias administraciones en objetivos así no en medidas para alcanzarlos. La participación del DNP en la formulación de los PEN es recomendable en la medida que garantice la coherencia de la planeación del sector con las metas definidas en los PND.

## 4.3 Regulación

Encontramos que en el tema de regulación pueden producirse varios cambios. El primero y que no necesita discutir en mucho detalle porque ya está en marcha es el de la adopción de AINs para las decisiones regulatorias. Pero podemos empezar un poco antes y es la manera en que se generan iniciativas de modificación del Reglamento de Operación.

### 4.3.1 Generación y adopción de regulación

En esta visión el CND se separa de ISA y, dependiendo del modelo, del OMEP y tiene dos entes asesores: el CNO-reformado y el CAC-reformado (incluyendo a la demanda). Esta entidad involucra todos los agentes de mercado y es la iniciadora de las modificaciones regulatorias bajo la premisa que el marco regulatorio es un bien público. Las propuestas se discuten en la nueva institución (CAMEMSA, Compañía Asesora del MEM SA) pero la decisión de tomarlas es de la CREG.<sup>84</sup>

La CREG entonces tiene a su cargo:

- la regulación sugerida por CAMEMSA en los temas del MEM;
- la regulación tarifaria;
- la realización de los AINs; y
- la adopción de la regulación que el MME le encomiende en los PENs.

---

<sup>84</sup> Este es el esquema de PJM y algo similar ocurre en el Reino Unido y Australia. En términos del diseño regulatorio y de su implementación, el arreglo institucional del Reino Unido y el de Australia se diferencian porque hay una separación de actividades. En el Reino Unido, GEMA da orientación estratégica a OFGEM, supervisa sus actividades y tiene voz en las decisiones regulatorias. En Australia, el AER evalúa necesidades de cambio regulatorio y analiza propuestas de terceros mientras que AEMC implementa la regulación del mercado (ver Tabla abajo).

### 4.3.2 Evaluación de la regulación

Los análisis ex post de la regulación, sugeridos por la OCDE, deben llevarse a cabo por la entidad que vigile la calidad regulatoria con participación de la CREG y de terceros interesados.

### 4.3.3 Nuevo gobernanza de la CREG

Hemos argumentado que la asimetría de información entre los expertos de la CREG y los miembros del gobierno es fuente de problemas. En esto hay dos alternativas:

1. Dejar un regulador con sólo miembros ejecutivos: en cuyo caso se requiere la creación de una agencia única de reguladores de servicios públicos (CREG, CRT y CRA) a la que se puedan apelar las decisiones tarifarias.
2. Dejar una Junta Directiva con participación de los miembros del gobierno y otros miembros independientes con asistencia (voz y no voto) del Director Ejecutivo de la CREG.

#### Opción Agencia de Reguladores

La participación del gobierno en el regulador independiente es un caso extraño en la experiencia de países de la OCDE. Mucho de los conflictos vienen de la separación regulación-política y del conflicto de los ministros de ser miembros de JJDD de empresas estatales del sector. En todo caso, consideramos que sería prudente crear una institución que gestione las participaciones de la Nación en distintas empresas adscrita al MHCP.

En ese caso el MHCP no tiene conflictos—excepto el de subsidios—ni tampoco el DNP pero continúan los problemas de información asimétrica. Además de los problemas de información asimétrica el MME puede querer asistir para asegurarse que la política energética es llevada a cabo. Sin embargo creemos que con el modelo de política energética, con los AINs y con los análisis de regulación ex post esa preocupación puede ser menos importante.

Así la necesidad de participación del gobierno pierde vigencia por la mejora en los PENs y el PND. Además, como veremos más adelante, la labor de coordinación del MME se formaliza. Sin embargo, queda un problema de exceso de autonomía de los expertos de la CREG.

Puede surgir entonces la duda que la CREG sea demasiado autónoma en ese modelo. Ahí consideramos que ese es el caso en las revisiones tarifarias donde no se ha logrado consolidar una metodología pero menos en el caso del MEM por los checks and balances de CAMEMSA. Y es aquí donde la experiencia del Reino Unido puede ser útil.

En el Reino Unido existe la figura de apelación de las decisiones tarifarias. En sus inicios lo llevaba la Monopolies and Mergers Commission que

funciona como una CREG ad hoc. Hoy día lo lleva la Competition and Markets Authority (ver tabla) que es una agencia de competencia con facultades regulatorias (promoción de la competencia, apelación de decisiones regulatorias y autoridad de competencia).

**Figura 30. Gobernanza del Sector Eléctrico en muestra de países**

<b>Función</b>	<b>RU</b>	<b>Australia</b>	<b>Nueva Zelanda</b>	<b>PJM</b>	<b>California</b>
Política Energética	Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial	Consejo de Gobiernos Australianos – Consejo de Energía	Ministerio de Industria, Innovación y Empleo.	Departamento de Energía (DoE) de los EEUU	DoE Comisión de Energía de California
Regulación	Oficina de los mercados de gas y electricidad (OFGEM)-.	Regulador Australiano de la Electricidad (AER) Comisión Australiana del Mercado Energético (AEMC)	Comisión de Comercio de Nueva Zelanda Autoridad eléctrica	FERC Interconexión de PJM	FERC Operador Independiente del Sistema de California (planeación)
Competencia	Autoridad de competencia y mercados (CMA) Oficina de los mercados de gas y electricidad (OFGEM)	Regulador Australiano de la Electricidad (AER) Comisión Australiana de Competencia y de los Consumidores (ACCC)	Comisión de Comercio de Nueva Zelanda	Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) Departamento de Justicia de Estados Unidos (DoJ)	
Supervisión y Vigilancia	Oficina de los mercados de gas y electricidad (OFGEM)	Regulador Australiano de la Electricidad (AER)	Autoridad eléctrica	Oficina de Seguimiento e Investigación del Mercado (FERC) y Monitoring Analytics (privado)	Oficina de Seguimiento e Investigación del Mercado (FERC)
Operación del Sistema	National Grid	Operador Australiano del Mercado de Energía	Transpower Nueva Zelanda	Interconexión del PJM	Operador Independiente del Sistema de California

Fuente: agencias regulatorias



Tres miembros de conocido prestigio nombrados por el presidente de—llamémosla ACRE (Agencia Colombiana de Regulación Económica)—tomarán la decisión. Estas decisiones suelen ser técnicas y han logrado que la filosofía regulatoria en el Reino Unido (la creación del Regulatory Asset Base tiene su origen en una de estas decisiones) permanezca inalterada. Para no crear nuevas instituciones y darle un contenido de competencia a las decisiones regulatorias también es posible que sea la SIC la que lleve a cabo la función de la ACRE.<sup>85</sup>

### Modelo Junta Directiva

Si se considera difícil que el regulador sea plenamente independiente es necesario reducir la asimetría de información entre los miembros de CREG.<sup>86</sup> Ahí sería útil un esquema de gobierno corporativo con miembros del gobierno, digamos 2 incluida la SSPD con voto,<sup>87</sup> y miembros independientes, digamos 3, a los que reportan el Comité de Expertos de la CREG.

Es un modelo inferior en independencia a la ACRE pero consideramos mejorará la rendición de cuentas de la CREG y reducirá los retrasos.

### 4.3.4 Organización de la CREG

Hoy día la CREG se organiza de acuerdo a un Pool, de recursos y los expertos tienden a trabajar con un equipo más o menos fijo. Consideramos que es necesario pluralidad en las discusiones y uniformidad en algunos temas como:

- Los contables;
- Los financieros;
- La información;
- Los económicos.

Además de alguna especialización técnica referente al sector. Así un esquema sectorial con direcciones transversales:

- Dirección de Finanzas: con la parte contable para análisis de rentabilidad y validación de la información obtenida del SUI;

---

<sup>85</sup> Los costos de operación de la ACRE son incurridos por las empresas reguladas pero los casos específicos tendrán costas imputadas a las partes que la ACRE determine (empresa que reclame, CREG, etc).

<sup>86</sup> Dentro de la autonomía de la CREG lo que es natural, sobre todo si se financia con recursos de las empresas reguladas, es la autonomía del presupuesto. No tiene mucha lógica que el presupuesto sea fijado por el gobierno cuando es un servicio para los usuarios regulados. Este problema de fijación de topes tiene una larga trayectoria pero puede convertirse en un impedimento a la mejora de la regulación.

<sup>87</sup> Es fundamental que la SSPD retroalimente a la CREG sobre la inspección y vigilancia del sector. Consideramos que, por ese motivo, debería tener voto en las decisiones.

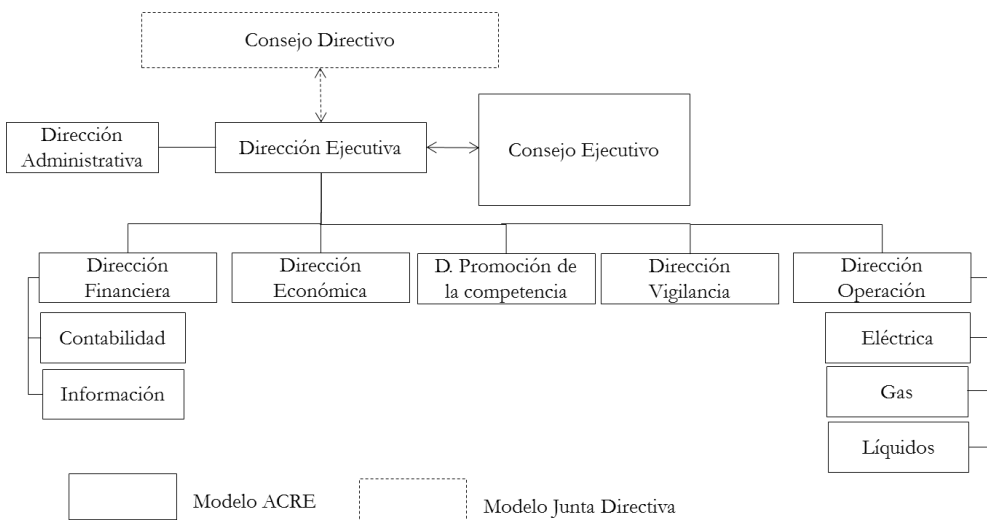
- Dirección económica: para conceptualizar sobre la necesidad de regulación y sus incentivos.
- Dirección de promoción de la competencia: Encargada de estudios y análisis sectoriales sobre el mercado. Asimismo interactúa con la SIC en asuntos de abogacía de la competencia.
- Dirección Administrativa.
- Dirección de vigilancia: para interactuar con la SSPD en las dificultades de la inspección y vigilancia de los cuatro sectores.

Y una dirección sectorial:

- Dirección de Operación. Con las subdirecciones sectoriales:
  - Operación del Sistema Eléctrico: que interactúa con el CNO-CND en CAMEMSA y atiende a sus reuniones. Debe vigilar la operación del sistema y reportar al Comité de Expertos.
  - Operación del mercado de gas: asistencia al CNO-Gas y vigilancia al mercado de gas. Reporta al Comité de Expertos sobre el estado del mercado.
  - Operación y logística del mercado de combustibles líquidos.

El siguiente organigrama lo ilustra.

**Figura 31. Organigrama CREG**



Fuente: Propuesta

En esta organización los expertos tratarán temas de todos los sectores y la asignación de temas será de manera aleatoria pero reconociendo la carga de trabajo de cada experto.

### 4.3.5 Agenda

La agenda de la CREG debe convertirse en una verdadera agenda regulatoria con:

- Motivación de los temas;
- Cronograma y tareas;
- Análisis de cumplimiento.

## 4.4 Competencia

En el caso de competencia consideramos que la mayor dificultad estriba en los pocos estudios de promoción de la competencia que lleva a cabo la CREG. Estos estudios son habituales en otros países y permiten mejorar el diseño de mercado. Son estudios hechos por medio de consulta pública y tienen como objetivo profundizar en la competencia. Sugerimos incluir esta función en el reglamento de la CREG.<sup>88</sup>

Aquí consideramos que la CREG ha utilizado pocas medidas de promoción de la competencia o que ha preferido utilizar medidas simples. Otros mercados han introducido medidas de promoción de la competencia por medio de la venta de contratos a plazo de operadores con posición de dominio. Esta medida no se ha contemplado en Colombia pero se ha utilizado en varios países como:

- Francia;
- Irlanda;
- Bélgica;
- España;
- Portugal;
- Alemania; y
- Grecia.

En algunos ha sido el resultado de fusiones, investigación de competencia o contraprestación por alguna integración vertical. Para que la CREG pueda hacer este tipo de investigaciones lo ideal es la reestructuración funcional que hemos sugerido arriba. También sería conveniente realizar junto con la SIC y la SSPD estudios sobre el estado de la competencia.

Pero también se puede mejorar el estándar de abuso de posición de dominio del mercado eléctrico por medio de un estándar más blando como es el de la manipulación de precios. Este es el estándar que hubo de introducirse en California tras la crisis y muestra que no es tanto descubrir si el precio es

---

<sup>88</sup> El ejercicio más reciente de la Competition and Market Authority del Reino Unido puede consultarse aquí: <https://www.gov.uk/cma-cases/energy-market-investigation>

inequitativo sino si hubo voluntad de manipular un precio para obtener un lucro. Esto, sobre todo, es muy importante en el caso de mercados a plazo y el estándar se ha tomado de legislación para mercados de valores.

Este estándar de manipulación iría orientado a resolver los problemas que McRae y Wolak (2016) han explicado en la interacción entre OEFs, contratos y precio de bolsa. Lo llevaría a cabo la SIC con información de la SSPD. Para eso la SSPD reestructuraría (como entendemos viene haciendo) y crearía un grupo especializado y permanente de monitoreo del mercado (que sugerimos le reporte a personal de la CREG de la Dirección de Vigilancia y de Promoción de la competencia).<sup>89</sup>

Asimismo, como la SIC tendrá una labor importante en la aplicación de la regla de manipulación y podrá albergar la ACRE es necesario dotarle de una mayor independencia. Esto sugiere períodos fijos para el Superintendente y un esquema de cuerpo colegiado para las decisiones.<sup>90</sup>

## 4.5 Operación

En el tema de la operación y del mercado las mayores reformas pasan por la creación de CAMEMSA discutidas arriba y en la creación de departamentos en la CREG que interactúen con CNO, CAC y CND.

Pero sería conveniente que el CNO incluyera transmisores y consumidores:

- Consumidores industriales;
- Transmisores.

En la práctica equivale a un cuerpo de dos niveles: Junta Directiva y miembros del mercado: CNO de generadores, una CAC de comercializadores, el CND y los usuarios (CAU) y el OME (Operador del Mercado de Energía, Bolsa).

## 4.6 Mercado (OMEP)

Creemos que no hay mucha sinergia en tener el Operador de Mercado a Plazo en CAMEMSA. La actividad del OMEP es una actividad competitiva que puede prestar un privado y que puede ser el germen de una cámara de compensación para futuros y que puede seguir el modelo exitoso europeo del Exchange. Así los contratos OTC son un mercado de compradores y vendedores en el que el riesgo de crédito es gestionado por las partes.<sup>91</sup>

---

<sup>89</sup> Respecto a la monitoreo del mercado consideramos que lo más importante es una misión continua y no de informes periódicos como los del CSMEM

<sup>90</sup> La mayoría de países tiene instituciones de competencia con formato de tribunal. Un cuerpo colegiado fijo o ad hoc, dependiendo de los casos, puede ser recomendable.

<sup>91</sup> Este modelo es más acorde con el modelo de contratos de largo plazo que propone E&Y y que viene evolucionando lentamente desde 1999.

Esta entidad, por las labores que realiza, es vigilada por la Superfinanciera y puede crear un clearinghouse, gestionar y liquidar las OEFs y desarrollar mercados de futuros. Fijará las garantías de cumplimiento.

## 4.7 Vigilancia y Control

Colombia tiene un modelo de vigilancia y control separado de la regulación. Como afirmamos arriba el modelo es particular a la Ley 142 de 1994— existen otros sectores en Colombia en los que las funciones están fusionadas en una sola agencia y en la práctica internacional el ejemplo colombiano es una excepción a la norma. Diversas dificultades prácticas surgen de esta separación:<sup>92</sup>

- El problema de concurrencia: traslape de funciones de la SSPD (vigilancia de mercado) con la SIC (política de competencia) y la CREG (promoción de la competencia);
- La existencia de regulación que prescinde de la vigilancia: En esto distinguimos dos modelos:
  - Apropiado: Uso de regulación por incentivos: que fija recompensas y compensaciones para mecanismos donde se desconocen los costos de llevar a cabo una actividad;
  - Uso de regulación pormenorizada. En los que, por el motivo que sea, se busca que la SSPD no lleve a cabo su función.
- La existencia de regulación alejada de la implementación;
- La ocurrencia de regulación compleja que aliena a la SSPD; y
- El hecho que el objetivo de la información para regulación y vigilancia no es siempre igual. La vigilancia está más preocupada de la sostenibilidad (algo que tendría que mirar también la regulación) y la regulación de los costos.

Antes que nada se debe reconocer que el último punto es el más fácil de solucionar y es darle voto a la SSPD en las decisiones de la CREG. Esta solución es fácil si se sigue el modelo de CREG-Junta Directiva (como enunciamos arriba) pero tiene más dificultades en el modelo CREG independiente por la dificultad de tener un representante permanente de la SSPD en la CREG.

Sin embargo, es prudente recordar que, de cualquier manera, ya se han propuesto varias medidas que mejorarán la interacción CREG-SSPD:

- La creación de una Dirección de Vigilancia en la CREG;
- El fortalecimiento del Grupo de Monitoreo del MEM de la SSPD;

---

<sup>92</sup> Probablemente lo ideal sería fusionar las dos instituciones y darle un perfil técnico e independiente a la SSPD (a imagen de la CREG) pero es posible que tal reforma constitucional sea muy compleja y por eso buscamos un esquema un poco más informal que aumente la coordinación y le brinde independencia a la SSPD.

- La creación de una Dirección de Información en la CREG para interactuar con la SSPD en la petición de información regulatoria.

En el modelo CREG independiente es obvio que el Superintendente se beneficiaría de tener la independencia de los miembros de la CREG. Es decir períodos fijos de 4 años y las inhabilidades que aplican a estos funcionarios. Algo similar debería aplicar a los Delegados (incluido para efectos de este estudio el de energía) para preservar la independencia que la Ley le exige a la SSPD.

Pero lo que es evidente es que el mínimo de la interacción CREG-SSPD es el concepto previo de la SSPD para todas las iniciativas regulatorias. Esto implicaría que, en el reglamento de la CREG, se haga necesario que la SSPD conceptúe sobre todas las decisiones regulatorias y la CREG, en la implantación de sus AINs conteste a los cuestionamientos de la SSPD.

Esto puede hacerse de manera cercana a través de la Dirección de Vigilancia en la CREG que requerirá como contraparte en la SSPD de una Dirección Regulatoria.<sup>93</sup> Así, se propone aumentar las Direcciones del Despacho del Delegado de las actuales (i) Dirección Técnica de Gestión de Energía; (ii) Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible; (iii) Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible, con una cuarta: (iv) Dirección de regulación.

Esta dirección interactuará con la Dirección de vigilancia de la CREG y, entre ellas, elaborarán los análisis previos de decisiones regulatorias. Los análisis son previos a la expedición de la norma con lo cual la SSPD estará en contacto previo con la CREG y las medidas propuesta deberán surtir este requisito.<sup>94</sup>

Pero también es importante comentar que la SSPD tiene la función de intervención de empresas en dificultades ya sean transitorias o permanentes. En la práctica reciente se han visto intervenciones de empresas en sectores liberalizados lo cual sólo puede ser debido a una falla en el sistema de garantías del MEM y que por tanto, consideramos, sería mejor tratado por medio de nuestra propuesta de regulación financiera en manos de la Superfinanciera y la normativa sobre quiebras existente.

Sí es, sin embargo, fundamental que exista la posibilidad de intervención de empresas reguladas que son, normalmente, críticas a la prestación del servicio. Aquí es importante distinguir lo que es debido a la regulación y lo que es debido a la mala gestión. Para que la regulación no sea un motivo de quiebra de empresas es muy importante que la regulación CREG pase tests de viabilidad financiera.

Al igual que en otros países las propuestas de regulación deben pasar los tests de rentabilidad lo que implica un análisis de los costos de las empresas

---

<sup>93</sup> Para disminuir los problemas de coordinación entre las entidades lo natural es establecer vínculos a diferentes niveles en las organizaciones.

<sup>94</sup> Esto ayudará a distinguir lo que es un esquema de penalizaciones automático (válido) de regulación por incentivos de lo que es complejidad regulatoria.

para lo cual la información del SUI es crítica. De esta manera, los análisis de rentabilidad que hace la SSPD y la CREG deben coincidir lo cual sólo es posible si se trabaja con la misma información lo cual no ocurre en la práctica. Es fundamental que el SUI incluya información financiera y de costos para que la Dirección de Contabilidad de la CREG haga su labor en las revisiones regulatorias (ver abajo).

Pero la intervención de la SSPD de las empresas que demuestren problemas de gestión sigue siendo una posibilidad real y problemática. La problemática surge porque la labor de intervención de un negocio regulado es compleja. La complejidad se reduce en la medida que la SSPD pueda hacer un seguimiento del desempeño de las empresas entre los períodos regulatorios.

Es decir el esquema de regulación por incentivos debiera hacer que la CREG pudiera detectar problemas de sostenibilidad financiera de las empresas en el momento de la revisión regulatoria y la SSPD en el ínterin. Esto implicaría la presentación anual de informes de sostenibilidad financiera, calidad, etc de las empresas reguladas. Asimismo, en las revisiones regulatorias la CREG debería presentar análisis de sostenibilidad financiera de las empresas reguladas basada en los costos de las empresas y no en los costos regulatorios.

Esto requiere que la SSPD sea el repositorio único de la información pero que utilice las metodologías de la CREG (sobre todo en contabilidad regulatoria). En la práctica, las Comisiones de Regulación han terminado pidiendo información a las empresas y transformándola. Como es prudente que se cree una contabilidad de costos regulatoria (esfuerzo que, finalmente, está llevando a cabo la CREG) es natural que sea la CREG la que adopte la metodología y la SSPD la que tenga el monopolio de recolección de la información, su preservación y su divulgación.

Con una mayor información de sostenibilidad de las empresas es probable que se reduzcan las instancias de intervención de empresas reguladas. Pero aun así es probable que esto ocurra y no deja de ser difícil porque la vigilancia y la gestión son cosas muy diferentes y no tiene el estado colombiano agencias de gestión establecidas para estos fines. Creemos que por medio de la creación de la agencia del MHCP que centralice las participaciones de la nación el problema de intervención con agencias gubernamentales se reduce pero persiste el de empresas privadas y, en parte, el de las empresas de capital público.

Para empresas privadas es improbable que la Agencia del MHCP no tenga conflictos de interés en su administración (temporal o para liquidación). Y también debe contemplarse que dicha agencia tenga problemas de gestión de alguna empresa regulada para lo cual la SSPD seguirá siendo importante. Pero ese trabajo debe ser ocasional y sui generis.

En ese caso, lo apropiado es tener un esquema de intervención con recursos y capacidad. En el orden internacional en el cual muchos fondos de inversión han centrado su estrategia de inversión en empresas reguladas

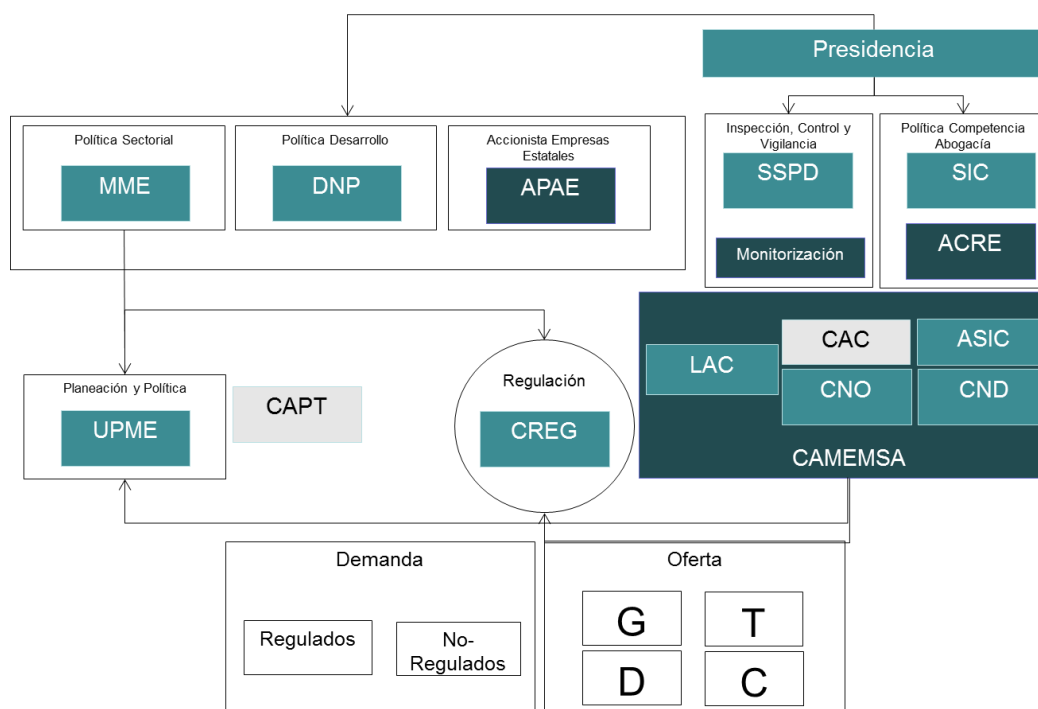


como herramientas financieras subcontratando, a su vez, gestoras especializadas esto no debería ser un problema. Lo apropiado para la SSPD es subcontratar la gestión y usar los servicios especializados del MHCP en la contratación de banca de inversión, auditorías y servicios especializados de liquidación y gestión de empresas.

En el ámbito de la política de competencia la SSPD tiene una función cercana a la operación con la cual no cuenta la SIC. El fortalecimiento del ente de monitoreo del MEM que se está llevando a cabo será fundamental para las investigaciones de abuso de posición de dominio en el MEM y prácticas no competitivas. Un esquema mixto en el cual la SSPD monitoriza, busca indicios, pide la investigación y colabora en la instrucción (función de la SIC junto con la sanción) es apropiado en el tema de conductas.<sup>95</sup> Para concentraciones su papel sería consultivo al igual que en las investigaciones de mercado de la CREG.

El siguiente gráfico presenta el esquema final de la propuesta.

**Figure 32. Nueva gobernanza del Sector**



<sup>95</sup> Si se adopta un estándar de manipulación del mercado adicional al de precios inequitativos la labor de la SSPD se hace más importante aún en el tema de conductas.

## 5 IMPLANTACIÓN DE LAS PROPUESTAS

Para poder llevar a cabo las reformas propuestas es necesario identificar los pasos a seguir. Los pasos a seguir son función de la dificultad de implementar algunas de las propuestas y también de los impactos que se puedan obtener ya que los cambios de mayor impacto pueden generar una mejor dinámica de reforma. En esta Sección del informe listamos las medidas, su impacto y complejidad para construir la hoja de ruta en el segundo apartado.

### 5.1 Índice de medidas

Las medidas propuestas son las siguientes (su impacto y complejidad se presentan en la tabla).

1. Creación Agencia de Calidad Normativa (según compromisos OCDE);
2. Adopción de AINs para la CREG (incluidos en su nuevo reglamento);
3. Creación de CAMEMSA o CNDMEM;
4. Creación Entidad de Participaciones Accionarias Estatales;
5. Creación de la cámara de compensación para contratos estandarizados;
6. Creación de ACRE;
7. Nueva metodología para desarrollar los PENs;
8. Regulación y vigilancia de los contratos de energía en la Superfinanciera;
9. Reforma de Junta Directiva CREG;
10. Reforma del Organigrama de la CREG;
11. Reformas concurrencia;
  - a. Cambio de estándar de competencia—de precios inequitativos a manipulación de mercado;
  - b. CREG hace investigaciones de mercado;
  - c. La SSPD solicita investigaciones en casos de conducta.
12. Mayor independencia SSPD;
13. Nuevo organigrama SSPD; y
14. Formalización de la Dirección para Monitoreo del Mercado (SSPD).

Los impactos se estiman tomando en cuenta el largo plazo y la adopción del conjunto de medidas. Así, por ejemplo, el impacto (medida 13) de la formalización de la función de monitoreo del mercado es alto en la medida en que el estándar competitivo se complementa (medida

**Figura 33. Medidas propuestas, impacto y complejidad**

<b>Medidas</b>	<b>Impacto</b>	<b>Complejidad</b>
Agencia Calidad Normativa	Alto	Baja
Adopción AINs CREG	Alto	Baja
Creación CAMEMSA/CNDMEM	Alto	Alta
Creación APAE	Medio	Alta
Cámara de compensación	Medio	Alta
Creación de ACRE	Alto	Media
Nueva metodología PENS	Alto	Baja
Contratos Superfinanciera	Medio	Media
Reforma Junta Directiva CREG	Alto	Alta
Reforma Organigrama CREG	Medio	Baja
Reformas concurrencia	Alto	Media
Mayor independencia SSPD	Alto	Alta
Nuevo organigrama SSPD	Alto	Media
Monitoreo del Mercado (SSPD)	Alto	Media

Fuente: ver texto

## 5.2 Hoja de Ruta

El modelo que contemplamos parece tener cierta pérdida de control del MEM por parte del MME pero esto no es así. En el nuevo modelo energético que se está gestando en diferentes países el papel de la política energética es primordial y ahí deben plasmarse los mayores esfuerzos sectoriales del MME. Por eso creemos que el primer paso es la elaboración de un plan energético que involucre los objetivos de competitividad (reducción y focalización de los subsidios), seguridad de suministro y sostenibilidad (renovables, eficiencia energética, emisiones, etc.) que identifique metas, herramientas y delegue funciones en las instituciones sectoriales.

En paralelo debe considerarse el cambio del reglamento interno de la CREG por medio de la adopción de AINs de las principales medidas. Igualmente, el cambio de organigrama de la CREG, introducir limitación a la reelección de expertos (reelección sólo una vez), permitir que extranjeros sean nombrados como expertos, etc.

Pero el cambio de mayor envergadura es el de la creación de la nueva entidad (CAMEMSA o CNDMEM). La gran ventaja que tiene su implantación es que la consultoría de TERA llegó al detalle de los decretos, contratos de mandato, etc. que harían menos complejo el cambio institucional. Sugerimos adoptar esta documentación y crear, primero un CNDMEM y, cuando se tenga una Bolsa de Energía con participación de la demanda y se hayan desarrollado los contratos de energía estandarizados, crear CAMEMSA. Es decir hacer que la creación de CAMEMSA dependa del cambio de la Bolsa al Exchange pero que los contratos estandarizados (y la Cámara de

Compensación) procedan de manera independiente a la creación de estas entidades.

La creación de APAE no es crítica si se excluyen a los miembros del gobierno de la CREG pero de no hacerlo se vuelve importante. Sugerimos entonces dos opciones: modelo APAE-CREG Junta Directiva o modelo CREG Independiente-ACRE que pueden realizarse en momentos coincidentes del tiempo.

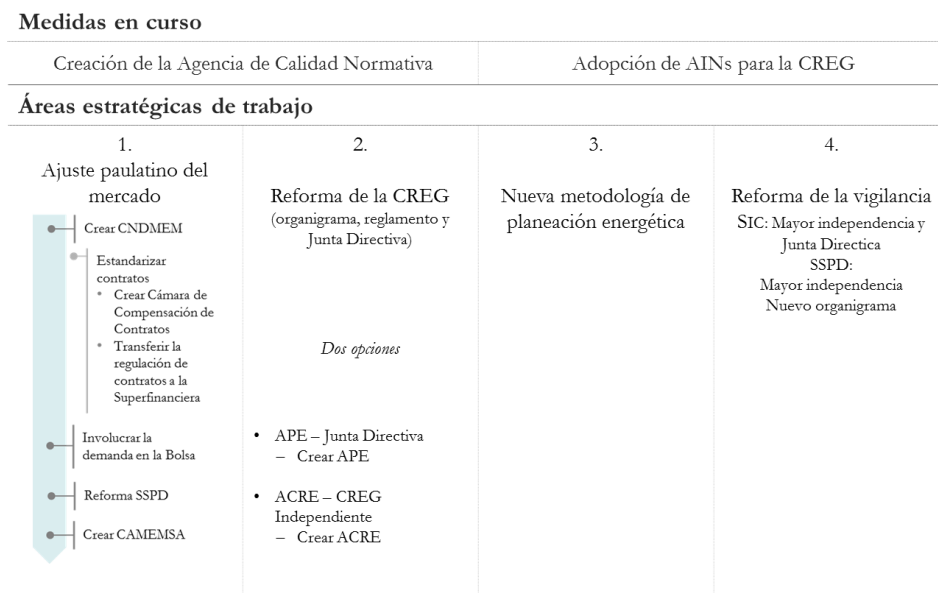
La adopción de las competencias de la Superfinanciera en materia de contratos de energía es previa a la creación de los contratos estandarizados y puede llevarse a cabo como una de las primeras medidas.

Las medidas de competencia tienen la necesidad de realizar un estudio comparativo de los modelos americano y europeo y analizar la mejor manera de trasplantar estas experiencias a Colombia. Su instrumentalización para el sector se puede hacer por medio de un Decreto con tiempos condicionados por el estudio descrito.

La reforma de la SSPD puede iniciarse pronto aunque su trámite es lento en el caso de adquisición de mayor independencia y más rápido en el caso de cambio de organigrama.

El siguiente gráfico ilustra la hoja de ruta.

**Figura 34. Áreas Estratégicas de Actuación**



Fuente: Frontier Economics

# ANEXO A PLANES ESTRATÉGICOS

## A.1 Plan de la CNE, 1994 y Autosuficiencia energética sostenible

En 1994, la UPME expidió el primer plan energético nacional en un entorno de cambio institucional. El plan se basaba en una visión de libre mercado en el que los precios se concebían como el principal mecanismo para la asignación de recursos en el sector energético. En este contexto, el rol del Estado se definió en términos de la promoción de la competencia y, en situaciones de fallas de mercado, de la regulación de precios y tarifas y la canalización de subsidios.<sup>96</sup>

El plan definió los siguientes ejes estratégicos para coordinar la política energética:

- Gestión de la demanda y uso racional de la energía,
- Abastecimiento pleno y eficiente de energéticos,
- Incremento de las exportaciones,
- Desarrollo regional y energización rural a través de fuentes alternas,
- Sostenibilidad con énfasis en la prevención y el control de la contaminación proveniente del sector,
- Investigación y desarrollo,
- Modernización institucional.

En 1997, la UPME expidió la segunda versión del plan denominada *Autosuficiencia energética sostenible* con los siguientes objetivos:<sup>97</sup>

- Lograr la autosuficiencia energética e incrementar la contribución de las exportaciones en condiciones de eficiencia, competitividad y sostenibilidad ambiental,
- Garantizar la satisfacción de la demanda mediante un aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, incorporando el cambio tecnológico, criterios ambientales y retribución de beneficios.

La principal estrategia del plan era el aumento de las exportaciones.<sup>98</sup>

---

<sup>96</sup> Cadena, Ángela (Mayo, 2007) 'La política energética colombiana y los "retos de coordinación"'. Revista de Ingeniería. Universidad de los Andes. Vol 25. Páginas 104 – 113 Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n25/n25a11.pdf>

<sup>97</sup> Ibíd.

<sup>98</sup> Ibíd.

## A.2 Estrategia energética integral, visión 2003 – 2020

Al igual que en los planes anteriores, la competitividad era el principal objetivo del Plan Energético Nacional de 2003. La novedad del plan es la aproximación a este objetivo. Según la UPME, hasta ese momento, los esfuerzos por hacer competitivo el sector se habían enfocado en el sub-sector eléctrico de manera independiente. La integralidad, como nueva aproximación, representa un avance en la planeación energética del país a partir de 2003.

La coherencia en el precio de los energéticos hacía parte de esta aproximación. Según el plan, los precios son coherentes si son transparentes, claros y reflejan los costos. El correspondiente principio de política que definió el plan es la mínima intervención administrativa en los precios y tarifas sin favorecer artificialmente algún energético con respecto a sus sustitutos.

La integralidad, bajo la visión del plan, implicaba también la coordinación entre la operación del mercado eléctrico y el de gas natural. En particular, el plan señaló la necesidad de solucionar el desfase entre los tiempos para el re-despacho eléctrico y las re-nominaciones en suministro y transporte de gas.

Minimizar la participación del Estado en el sector es otra de las características de la planeación para la competitividad del plan de 2003. Suponía acotar la participación del Estado al fomento de la competencia y, de no ser posible, a la regulación económica de segmentos poco competidos.

Al respecto, el plan encomendó al Estado diseñar mecanismos de competencia por el mercado, como las licitaciones, en segmentos donde no hay espacio para la participación de un gran número de competidores. El plan también encargó al Estado a facilitar el comercio de energía en la región para aumentar la competencia.<sup>99</sup> Justificó este rol en la necesidad de coordinar la operación, planeación y regulación del sector energético entre países como requisito para el comercio internacional.

En la visión del plan, la mínima participación del Estado también implica focalizar la inversión pública para cubrir necesidades sociales donde la participación privada no es rentable. Al respecto, el plan definió estrategias para fomentar la inversión y la operación privada en el sector.

En el caso específico del sector eléctrico, el plan definió una serie de acciones para profundizar la competitividad en cada eslabón:

- Generación

---

<sup>99</sup> El objetivo principal que asigna el Plan a esta estrategia es aumentar las exportaciones energéticas del sector atendiendo la preocupación de una eventual reducción del aporte del sector a la balanza comercial. El aumento de la competencia es un objetivo secundario de esta estrategia.

- Incluir la demanda en la bolsa de energía;
- Crear procesos competitivos para asignar los servicios complementarios de generación;
- Mejorar los mecanismos de vigilancia del mercado de energía mayorista y ajustar los instrumentos existentes de control y castigo;
- Transporte y distribución
  - Separar la operación del MEM y del CND del transporte de electricidad en cabeza de ISA;
  - Incentivar la participación de un mayor número de oferentes en la expansión del sistema nacional de transmisión;
  - Fomentar la entrada en la distribución a través de la celebración de contratos de concesión y la asignación de áreas de servicio exclusivo;
- Comercialización
  - Reducir el nivel de consumo requerido para la categoría de usuario no regulado con el fin de ampliar la base de usuarios que puede elegir el comercializador a un precio negociado;
  - Permitir que asociaciones de usuarios, por ejemplo conjuntos residenciales o centros comerciales, compren energía en bloque;
  - Incentivar el uso de mecanismos de venta que generen competencia, como la modalidad prepago;
  - Expedir el código de comercialización para eliminar las barreras a la entrada de nuevos comercializadores;

Otros objetivos del Plan Energético Nacional de 2003 eran la ampliación de la cobertura, y la sostenibilidad.

De manera coherente con el objetivo de competitividad, el plan estructuró las estrategias de cobertura en torno a la inversión privada y concentró la acción del Estado en las *zonas de difícil acceso*. Las estrategias del plan eran incluir metas de cobertura en concesiones nuevas y garantizar que las tarifas reflejaran las diferencias regionales en términos de pérdidas y condiciones económicas para facilitar la expansión de la distribución. En las *zonas de difícil acceso*, la principal estrategia del plan era el fomento de la generación distribuida con estímulos fiscales.

Bajo la premisa de que el aumento en la cobertura puede implicar un mayor costo medio incremental, el plan incluyó estrategias denominadas de *uso racional de la energía*, es decir, de reducción de la intensidad de energía en distintos usos y de flexibilización de la demanda. La principal línea de acción que definió el plan para lograrlo fue la asignación de recursos públicos en la forma de subsidios o reducciones tributarias para la adquisición de tecnologías más eficientes y el fomento de la innovación en el sector.

La incorporación de energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica y el fomento del *uso racional de la energía* son



igualmente las estrategias del plan para alcanzar el objetivo de sostenibilidad.

### A.3 Plan Energético Nacional 2006-2025, Contexto y estrategias y Departamento Nacional de Planeación y Visión Colombia II Centenario: 2019,

El Plan Energético Nacional de 2006 se diseñó en coherencia con el Proyecto Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010 y el Plan Visión Colombia II Centenario: 2019. Este último introdujo la confiabilidad como uno de los objetivos de la política energética nacional. La meta cuantitativa asociada con este objetivo era incrementar la capacidad de generación del país de 13 GW a 16 GW hacia 2019.

La principal estrategia del plan orientada hacia la confiabilidad era el cargo por confiabilidad. Al respecto, el plan hizo un llamado a que se garantizara la seguridad jurídica en su definición y al diseño de mecanismos claros de seguimiento.

Al igual que en el plan anterior, en 2006, la UPME resaltó la necesidad de coordinar los mercados de electricidad y de gas natural para garantizar la confiabilidad de la generación eléctrica. El plan de 2006 no solo resaltó la necesidad de lograr esta coordinación sino que además señaló estrategias para hacerlo. En particular, institucionalizar un esquema de coordinación operativa del gas natural y de la electricidad respaldado por un flujo oportuno de información entre los sectores.

El plan de 2006 resaltó dos riesgos en la confiabilidad del gas natural para la generación eléctrica. El primero estaba asociado con las perspectivas de la declinación de las reservas. Al respecto, señaló la necesidad de viabilizar la importación de gas natural e invitó a analizar la opción de instalar una planta de regasificación.

El segundo problema estaba asociado con la expansión del sistema de transporte de gas natural. Según la UPME, el modelo *contract carriage* generaba incertidumbre sobre la expansión oportuna de la red para mantener la confiabilidad en el suministro del gas natural. El plan sugería la introducción de subastas para adjudicar proyectos de expansión de transporte definidos en ejercicios de planeación normativa.

La UPME también invitó a evaluar la señal de distancia en el diseño de los cargos de transporte de gas natural. Señaló que este diseño reducía la competitividad del gas natural frente a otros recursos de generación y afectaba el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de la Electricidad. Al respecto, invitó a considerar reemplazar la señal de distancia por subsidios cruzados o cargo estampilla.

La cobertura del servicio eléctrico se mantuvo como uno de los objetivos de la política energética del país en el Plan Energético Nacional de 2006. La meta cuantitativa que definió el Proyecto Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010 fue aumentar la cobertura en el SIN de 93.60%, a inicios de 2006, a 95.10% a finales de 2010. La meta hacia 2019, incluida en el Plan Visión Colombia 2019, era alcanzar una cobertura de 99.4% en zonas interconectadas.

Uno de los lineamientos de política para aumentar la cobertura fue ajustar la regulación para incentivar la expansión privada de la distribución. Al igual que en el plan de 2003, el tratamiento de las pérdidas fue un aspecto a replantear. Según la UPME, la regulación de las pérdidas debía adaptarse a las características de las zonas de distribución para no desincentivar su expansión. Además, el plan de 2006 señaló que el criterio de eficiencia para definir el cargo máximo acotaba las inversiones reconocidas y desestimulaba la ampliación de la cobertura especialmente en zonas de baja densidad con costos medios superiores al referente.

En zonas no interconectadas, el lineamiento de política de la UPME siguió siendo la introducción de fuentes energéticas renovables no convencionales. Para justificarlo, señaló que la cobertura en las ZNI era de 34%, lo cual implicaba un espacio para introducir estas tecnologías en vez de reemplazar soluciones ya existentes, y que 96% de las soluciones existentes para atender estas zonas provenía de plantas térmicas con ACPM con costos de generación altos e inconveniente para atender poblaciones con bajos recursos.

La competitividad también se mantuvo como un objetivo de política en plan de 2006. Para justificar por qué profundizar la competencia seguía siendo un objetivo vigente, la UPME presentó un diagnóstico en el que señaló los siguientes problemas:

- La separación incompleta de XM, encargada de administrar el MEM y el CND, de ISA porque 99.73% de su capital pertenecía aún a la transportadora;<sup>100</sup>
- La concentración de 60% de la capacidad instalada de generación en cuatro empresas, tres de las cuales tenían participación mayoritaria de la Nación o de algún municipio;
- Poder de mercado en la generación demostrado por el Comité de Seguimiento del MEM;
- Riesgo de exclusión del mercado<sup>101</sup> de agentes no verticalmente integrados asociado con el hecho de que los agentes integrados atendieran la mayor parte de su demanda con energía propia;

---

<sup>100</sup> La UPME justificó por qué la separación incompleta constituye un problema. En particular, señaló que esto configura un potencial riesgo oportunista. Por un lado, la vinculación del administrador y operador del sistema, por parte de un agente transmisor, facilitaría capturas de información y capacidad técnica a favor de este agente. Por el otro, esta vinculación podría generar laxitud del administrador y operador con el agente transportador en la imposición de multas y otras penalizaciones. Lo anterior, explicó la UPME, cuestiona la transparencia y libre acceso al sistema.

- Baja competencia en la comercialización;
- Baja participación en las subastas de expansión del transporte;

Las estrategias para enfrentar estos problemas fueron las mismas presentadas en 2003, por cuanto se trataba de problemas recurrentes. Además, la UPME respaldó la iniciativa de la CREG de desarrollar el Sistema Electrónico de Contratos como mecanismo para incentivar la contratación en el mercado mayorista de energía.

El desbalance entre los subsidios y las contribuciones del Esquema de Solidaridad fueron otra justificación para que buscar la mínima participación del Estado en el mercado se mantuviera como un objetivo de la política energética. El desbalance, según la UPME, fue producto del aumento de los subsidios, la reducción de los aportes y una mala focalización.

Por un lado, el requisito de que las tarifas a los usuarios de estratos 1 y 2 no crecieran por encima de la inflación llevó a aumentos en los subsidios incluso por encima de los toques definidos en el diseño inicial del esquema. Por el otro lado, la reducción de las tarifas industriales y comerciales para el mercado no regulado generó una caída en las contribuciones al esquema. La UPME señaló que el error de inclusión de los subsidios se había estimado en 50.8%. La invitación de la UPME fue a revisar este esquema.

Al igual que el plan de 2003, el plan de 2006 estableció la introducción de fuentes renovables no convencionales y la promoción del *uso racional de la energía* como estrategias transversales de la planeación energética orientadas hacia el objetivo de sostenibilidad. Siguiendo el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010, se trazó la meta de aumentar la capacidad instalada de generación con energías alternativas de 0.35 MW en 2006 a 6.9 MW en 2010.

El plan de 2006 introdujo dos líneas de acción transversales adicionales. La primera estaba asociada con el desarrollo de un marco institucional adecuado. Al presentarlo, la UPME invitó, como lineamiento de política, a mejorar la coordinación entre las entidades del Estado encargadas del sector energético y las entidades del Estado encargadas de otros sectores, por ejemplo el Ministerio de Hacienda o el de Educación. Lo anterior, entendiendo que algunas de sus decisiones de política tienen incidencia sobre el sector de la energía. En este sentido, el plan de 2006 retomó la institucionalidad como un aspecto a considerar en los lineamientos de la política energética, pero lo hizo con un enfoque distinto al que se había hecho en los primeros planes energéticos o al del plan de 2010 porque no implicaba revisar la institucionalidad al interior del sector.

El segundo tema transversal era mejorar la producción y gestión de la información del sector. Esta línea de acción se deriva del Plan Visión 2019 que resaltaba la necesidad de contar con información adecuada para la gestión estatal.

## A.4 Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo

El Plan Energético Nacional de 2010 fue diseñado después de El Niño ocurrido entre junio de 2009 y abril de 2010 que llevó al racionamiento parcial de gas natural y puso en riesgo la continuidad del servicio eléctrico. El Plan Energético Nacional de 2010 elevó la importancia de la confiabilidad como directriz de la planeación energética en el país.

El plan se basó en un diagnóstico que identificó tres causas de la debilidad del sistema ante El Niño. La primera es el diseño del cargo por confiabilidad. Según el estudio, la señal de escasez del cargo era inadecuada y creaba señales insuficientes para que los generadores hidráulicos gestionaran el agua de cara a la escasez. Señaló también que el mecanismo genera un mix energético inadecuado porque había aumentado la participación de la capacidad hidráulica en contravía con los lineamientos de política definidos anteriormente para el sector.<sup>102</sup>

El plan invitaba a rediseñar el esquema introduciendo un indicador físico de escasez y eliminando la preferencia por la capacidad hidráulica como estrategia para garantizar la confiabilidad. Además, fijó como meta alcanzar un mix en el que la capacidad de generación hidráulica tuviera una participación entre 60% y 65% en 2030.<sup>103</sup> Otra directriz, no cuantitativa, fue aumentar la participación del carbón con respecto a la observada en ese momento.

La segunda causa de la vulnerabilidad del sistema se caracterizó como la desinstitucionalización del sector en la que el regulador define una expansión distinta a la de los lineamientos de política del planificador. El llamado del plan fue generar coherencia en las funciones de cada entidad y que el regulador no contradijera los principios de planeación.

Los problemas en el mercado de gas natural son la tercera causa que identificó el plan sobre la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante El Niño. Algunos de los problemas que detectó ya se habían señalado en el plan de 2006, en particular: las necesidades de exploración y de expansión en la infraestructura de gas. Los lineamientos de política ante estos problemas fueron, por tanto, los mismos del plan anterior:

- Fomentar la importación de GNL;

---

<sup>102</sup> El estudio recuerda que, a raíz del racionamiento de 1992-1993, se había trazado como directriz de política la diversificación del portafolio de generación para pasar de una composición hidrotérmica del parque 80/20 a una 60/40, reduciendo la vulnerabilidad del sector eléctrico ante eventos climatológicos extremos. Señala que el país estaba cerca de alcanzar este objetivo de no ser por la implementación del cargo por confiabilidad.

<sup>103</sup> El estudio no justifica este porcentaje. Sin embargo, es coherente con las recomendaciones previas de política del sector.

- Modificar la regulación para expandir el sistema de transporte de gas natural migrando hacia una expansión centralizada y planificada;
- Fomentar el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas natural.

El plan de 2010 identificó además problemas en la contratación de gas natural para la generación eléctrica e insuficiencia en la información de la operación del sistema de gas natural. Al respecto, resaltó la necesidad de diseñar nuevas formas de contratos estandarizados entre grandes consumidores y generadores de electricidad y entre estos y transportistas y productores de gas natural para flexibilizar las transacciones sin afectar la confiabilidad de ambas cadenas energéticas.

Con respecto a la información, el plan señaló la necesidad de replantear la clasificación de confidencialidad de la información incluida en el boletín electrónico de operaciones y de reglamentar el suministro de información oportuna sobre mantenimientos de la infraestructura de producción y transporte.

Los demás objetivos del plan de 2010 son los mismos que los de los planes anteriores: competitividad, cobertura y sostenibilidad.

En términos de competitividad, el plan respaldó la propuesta de la CREG para crear el mercado organizado de contratos como mecanismo para incentivar la contratación, dar liquidez a este tipo de transacciones y reducir la exposición a bolsa. El plan insistió también en la necesidad de mejorar la focalización de los subsidios en vista del creciente déficit del esquema de solidaridad. De cara a las dificultades financieras enfrentadas por los comercializadores en El Niño, con su correspondiente desincentivo a la entrada, el plan resaltó la necesidad de reducir los riesgos financieros de esta actividad revisando los requisitos exigidos a los agentes que desarrollan esta actividad.

Con respecto a la cobertura, el plan mantuvo la recomendación de brindar atención en las ZNI con generación in-situ empleando fuentes renovables no convencionales y de revisar el diseño tarifario en los eslabones de transmisión y distribución. Con respecto a este último aspecto, volvió a resaltar la necesidad de garantizar una remuneración adecuada de la inversión, para garantizar la expansión, y de dar un tratamiento adecuado a la gestión de las pérdidas. Señaló que si bien la ley ya había establecido que los planes de reducción de pérdidas a cargo de los distribuidores serían remunerados, hacía falta que el regulador definiera el mecanismo de remuneración y seguimiento de estos planes.

En términos de la sostenibilidad, el plan mantuvo la introducción de fuentes renovables no convencionales y la implementación de programas de *uso racional de la energía* como estrategias para garantizar la sostenibilidad. Las otras líneas de acción que permanecieron en este plan fueron la necesidad de asegurar la coherencia institucional, tanto al interior del sector como con otros sectores, y la producción y gestión oportuna de información. Al

respecto, el desempeño del sector frente a El Niño aumentó la relevancia del objetivo de garantizar la coherencia institucional al interior del sector.

## A.5 Objetivos de los PENs

### A.5.1 Confiabilidad

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
<b>Objetivo</b>				
Abastecimiento pleno y eficiente de energéticos		Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo	Reducir la vulnerabilidad del sector energético colombiano en todas las cadenas de suministro energético y aumentar su disponibilidad y confiabilidad	Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos
<b>Estrategias</b>				
		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Asegurar el seguimiento al nuevo cargo por confiabilidad</li> <li>2. Desarrollar mecanismos de activación para que el Estado actúe como última estancia en la expansión de la capacidad.</li> <li>3. Fortalecer el papel de la UPME en el desarrollo de los planes indicativos y la promoción de proyectos de generación eléctrica.</li> <li>4. Facilitar el desarrollo de la generación distribuida.</li> <li>5. Institucionalizar un esquema de coordinación operativa gas - electricidad.</li> <li>6. Explorar la importación de gas natural.</li> <li>7. Replantear el cargo por distancia de transporte (propuesta: estampilla)</li> <li>8. Facilitar el comercio</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Revisar el diseño del cargo por confiabilidad.</li> <li>2. Evitar duplicidad en planeación (UPME – CREG)</li> <li>3. Diversificar la matriz de generación eléctrica (p.ej. FNCE y carbón limpio)</li> <li>4. Garantizar la remuneración razonable de la transmisión.</li> <li>5. Definir la remuneración de la reducción de pérdidas.</li> <li>6. Incentivar infraestructura redundante de gas natural.</li> <li>7. Mejorar los esquemas de contratación de gas</li> <li>8. Explorar nuevas alternativas de suministro de gas (planta importación)</li> <li>9. Revisar la clasificación de confidencialidad de la</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Garantizar el abastecimiento de gas combustible y la infraestructura asociada               <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Evaluar la introducción de una segunda planta de importación de gas natural</li> </ol> </li> <li>2. Diversificar la canasta de generación eléctrica (p.ej. FNCE, carbón limpio, nuclear, biomasa)</li> <li>3. Incentivar la generación con biomasa porque la molienda coincide con las épocas secas.</li> <li>4. Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala</li> <li>5. Contar una red adecuada de transmisión</li> <li>6. Incentivar el aprovechamiento y uso de biomasa</li> </ol>

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
		internacional de energía	información incluida en el BEO 10. Profundizar la integración energética regional.	

## A.5.2 Eficiencia energética <sup>104</sup>

PEN 1994 y PEN – 1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 - 2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
Gestión de la demanda y uso racional de la energía	Uso racional de la energía <i>Lo presenta como un objetivo instrumental</i>	Uso racional de la energía <i>Lo presenta como un tema transversal</i>	Uso racional de la energía <i>Lo presenta como una estrategia</i>	Demanda eficiente de energía
Estrategias				
	Solucionar barreras 1. Económicas a. Canalizar recursos (presupuesto nacional y cooperación internacional) para incentivar la adopción de tecnologías eficientes. b. Asegurar que los precios reflejan los costos de la contaminación. 2. Legales a. Desarrollar un marco regulatorio para consolidar un mercado de servicios URE 3. Culturales a. Implementar el programa CONOCE105, b. Implementar el PROURE <sup>106</sup> 4. Información a. Difundir	1. Incentivar URE vía tarifas 2. Otorgar subsidios para URE. 3. Garantizar capacitación en URE. 4. UPME facilitará la comunicación academia/industria. 5. UPME y CIURE monitorearán proyectos URE. 6. UPME y COLCIENCIAS definirán líneas de investigación. MME debe: a. Garantizar coherencia de precios b. Definir metas de reducción de la intensidad energética c. Financiar y divulgar PROURE CIURE <sup>107</sup> debe:	1. Garantizar que precios incentiven URE 2. Velar por estabilidad normativa de URE 3. Cumplir metas específicas del PROURE. 4. Crear un organismo específico para la promoción de las políticas URE 5. Fomentar una cultura de eficiencia energética 6. Promover la formación académica en eficiencia energética	1. Tarifas no distorsionadas 2. Conformar una asociación público privada para fomentar URE 3. Continuar la implementación del PROURE.

<sup>104</sup> Los PEN definen el *uso racional de la energía* en términos de baja intensidad en el consumo por tipos de uso y la capacidad de la demanda de adaptarse a las señales de precios.

<sup>105</sup> Programa Colombiano de Normalización, Acreditación, Certificación y Etiquetado de Equipos de Uso Final de Energía. Este programa reglamenta el uso de una etiqueta que indica el desempeño energético de los equipos de uso final

<sup>106</sup> Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía. Este programa capacita a la demanda y la sensibiliza para incorporar tecnología eficiente y modificar hábitos de consumo.



PEN 1994 y PEN – 1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 - 2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
	información y dar capacitación	a. Normar la intensidad energética de consumo, b. Identificar sectores donde impacto URE es mayor c. Estimar financiación de URE	7. Promover la investigación aplicada en URE 8. Favorecer creación de mercado de bienes y servicios energéticos de URE 9. Definir una estrategia financiera y plan de incentivos para URE	

### A.5.3 Competitividad

PEN 1994 y PEN – 1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
	1. Consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados. 2. Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y adecuada calidad.	1. Consolidar esquemas de competencia en los mercados 2. Formación de precios de mercado de los energéticos que aseguren competitividad	<i>Implícito en las estrategias definidas</i>	Tarifas no distorsionadas <i>Lo presenta como una estrategia</i>
Estrategias				
	1. Los precios deben reflejar costos. 2. Separar la operación del MEM y del CND de ISA. 3. Más competencia en la bolsa a. Incluir la demanda. b. Viabilizar la oferta semanal. 4. Crear competencia en los servicios complementarios. 5. Mejorar la vigilancia del MEM. 6. Implementar convocatorias de expansión de la transmisión. 7. Celebrar contratos de concesión o	1. Asegurar la adecuada focalización de subsidios. 2. Separar la operación del MEM y del CND de ISA. 3. Flexibilizar los requisitos de medida para cambio de comercializador. 4. Mejorar la vigilancia del MEM 5. Incentivar competencia en convocatorias de expansión. 6. Disminuir el límite de usuario no regulado.	1. Lograr que la formación de precios en el mercado mayorista sea eficiente, 2. Controlar los abusos de posición dominante. 3. Definir mecanismos de contratación eficiente (respalda el MOR). 4. Mejorar la focalización de los subsidios.	1. Asegurar el abastecimiento de gas natural. 2. Implementar un sistema estandarizado de contratos de largo plazo. 3. Vincular a la demanda en el mercado mayorista 4. Revisar la introducción de los costos de arranque y parada en los precios mayoristas. 5. Revisar la inflexibilidad de las ofertas (un precio para todo

PEN 1994 y PEN – 1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
	asignar áreas exclusivas. 8. Permitir a más usuarios elegir su comercializador. 9. Incentivar el prepago. 10. Expedir el código de comercialización. 11. Eliminar las restricciones a los comercializadores en la compra de energía. 12. Solucionar el desfase entre el re-despacho eléctrico y las re-nominaciones de gas natural. 13. Fomentar el comercio internacional de energía.	7. Expedir el código de comercialización. 8. Evaluar costos/beneficios de la integración vertical y revisar las reglas de diferenciación. 9. Fomentar el comercio internacional de energía. 10. Buscar convergencia de tarifas de distribución y comercialización entre usuarios regulados del SIN.		el día). 6. Solucionar los sobrecostos asociados con las restricciones. 7. Incentivar la interconexión internacional y la infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos.

#### A.5.4 Cobertura

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
Desarrollo regional y energización rural a través de fuentes alternas	Favorecer el desarrollo regional y local	Maximizar cobertura con desarrollo local	<i>Embebido en las estrategias</i>	Promover la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica
Estrategias				
	1. Incentivar la inversión privada a. Coherencia del régimen de pérdidas y del contexto socioeconómico con las tarifas de distribución. b. Incluir metas de cobertura en concesiones nuevas. c. Impulsar Compañías de Servicios Energéticos. d. Permitir que barrios subnormales	1. Adecuar la normatividad de distribución y comercialización (p.ej. pérdidas) a las características propias de los mercados. 2. Vincular inversionistas estratégicos a empresas distribuidoras con participación estatal. 3. Viabilizar la generación distribuida. 4. Elaborar un portafolio de	1. Incentivar esquemas de gestores o concesiones para atender ZNI con FNCE 2. Definir con claridad los mecanismos de remuneración y adjudicación de obras para la expansión de la cobertura del servicio. 3. Definir el mecanismo de remuneración de los planes	1. Incrementar la cobertura a. Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala. b. Aumentar el cargo por distribución. c. Revisar los criterios de calidad. d. Ejecutar recursos FAZNI,FAER e. Minimizar el impacto tarifario de la universalización con el SGR.

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
	<p>constituyan mercados separados.</p> <p>2. Plan centralizado para zonas deprimidas.</p> <p>3. Subsidios a construcción, rehabilitación y expansión.</p> <p>4. Aumentar el alcance del Plan de Expansión hasta el nivel de 115 KV.</p> <p>5. En ZNI, emplear fuentes puntuales de cogeneración para garantizar suministros localizados.</p> <p>6. Ajustar el esquema regulatorio para facilitar la integración de sistemas de generación distribuida.</p>	<p>recursos energéticos para atender zonas rurales.</p> <p>5. Hacer seguimiento al plan indicativo de cobertura.</p> <p>7. En ZNI, emplear fuentes puntuales de cogeneración para garantizar suministros localizados.</p> <p>a. Vincular operadores especializados con incentivos de cobertura y reemplazo de combustibles fósiles</p> <p>b. Establecer áreas exclusivas con responsabilidad de cobertura.</p>	<p>de reducción de pérdidas</p> <p>4. Revisar el esquema de subsidios para ampliar la cobertura.</p> <p>5. Garantizar pago oportuno de déficit del esquema de solidaridad a las empresas.</p>	<p>2. Emplear FNCE para energizar ZNI.</p> <p>3. Normalizar el servicio</p> <p>a. Con recursos PRONE</p> <p>b. Viabilizar el prepago</p> <p>c. Facilitar la adopción de tecnologías de redes inteligentes</p> <p>4. Definir criterios de pobreza energética y construir indicadores.</p> <p>5. Definir consumidor vulnerable.</p> <p>6. Revisar la política de subsidios.</p> <p>a. Disminuir progresivamente los porcentajes de consumo a ser subsidiados y establecer requisito de que subsidios sean equivalentes al recaudo.</p>

### A.5.5 Sostenibilidad

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
Sostenibilidad con énfasis en la prevención y el control de la contaminación proveniente del sector	Aspectos ambientales <i>Aspecto transversal</i>	1. Medio ambiente y salud pública 2. Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE <i>Tema transversal</i>	<i>Embebido en las estrategias</i>	<i>Embebido en las estrategias</i>
Estrategias				

PEN 1994 y PEN –1997	Estrategia energética integral visión 2003 - 2020	Contexto y estrategias 2006 - 2025	PEN 2010 -2030	Ideario Energético 2050
Objetivo				
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Llevar a cabo la Evaluación Ambiental Estratégica del Sector eléctrico.</li> <li>2. Garantizar que los precios reflejen los costos de la contaminación.</li> <li>3. Involucrar al sector eléctrico en los Consejos del Agua..</li> <li>4. Fomentar URE.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Evaluar impacto ambiental de la matriz energética.</li> <li>2. Evaluar la viabilidad de generación termoeléctrica con carbón limpio (<i>estrategia del tema transversal de ciencia y tecnología</i>).</li> <li>3. Fortalecer institucionalidad para viabilizar FNCE.</li> <li>4. Subsidiar energización rural con FNCE y promover energización de ZNI con FNCE.</li> <li>5. Fomentar URE.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fomentar el uso de FNCE con criterios de eficiencia y bajo costo ambiental.</li> <li>2. Diseñar mecanismos de competitividad de FNCE.</li> <li>3. Incentivar la adopción de FNCE en el eléctrico.</li> <li>4. Incentivar el uso de residuos para la generación eléctrica</li> <li>5. Caracterizar el potencial energético de las FNCE</li> <li>6. Promover la sustitución de combustibles</li> <li>7. Fomentar URE</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Introducir criterios ambientales en los planes de expansión eléctrica.</li> <li>2. Implementar evaluaciones de beneficio económico de inversiones ambientales.</li> <li>3. Fomentar la introducción de renovables para alcanzar el compromiso de que 77% de la capacidad instalada de generación sea con energía renovable.</li> <li>4. Definir metas de reducción de la contaminación.</li> <li>5. Diagnosticar la contaminación proveniente del sector y monitorear cambios derivados de las estrategias diseñadas.</li> <li>6. Contribuir en la definición nacional del caudal ambiental mínimo para la generación hidráulica</li> <li>7. Revisar los instrumentos de gestión ambiental para que incorporar el verdadero costo de las externalidades ambientales</li> <li>8. Fomentar URE</li> </ol>

