
Asesoría ANDEG

Estudio de Propuestas de Modificación del MEM

Documento 2: Análisis de las propuestas sobre el CxC



S U M A T O R I A



Confidencial — Noviembre 2020 — Bogotá, Colombia

Introducción

- En el marco del proceso de la **Misión de Transformación Energética** liderado por el MME, ANDEG contrató a Sumatoria y PE3 para analizar las propuestas de modificación al MEM relacionadas con:
 - i. El mercado de corto plazo;
 - ii. El Cargo por Confiabilidad; y,
 - iii. El mercado de contratos.
 - Lo anterior, con el objetivo de elaborar recomendaciones para la **Hoja de Ruta** en proceso de elaboración por parte de las autoridades del sector.
-
- Los resultados del estudio se presentan en tres documentos:
 - 1 El **Documento 1** desarrolla el análisis y recomendaciones relacionadas con el mercado de corto plazo (despacho vinculante, mercados intradiarios y servicios complementarios).
 - 2 El **Documento 2** desarrolla el análisis de las propuestas relacionadas con el Cargo por Confiabilidad.
 - 3 El **Documento 3** presenta las conclusiones de los análisis contenidos en los dos documentos anteriores, y elabora las recomendaciones para la Hoja de Ruta.

Tabla de Contenido

- 1 Introducción
- 2 Evaluación del CxC a la Luz de los Criterios del Diseño
- 3 Análisis de las Propuestas del Foco 1 la MTE Relacionadas con el CxC
- 4 Revisión de la Experiencia del Mecanismo de Confiabilidad de California basado en un enfoque de contratos
- 5 Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme
- 6 Anexo – Comentarios al Estudio sobre Métricas del CxC
- 7 Anexo – Soportes



Introducción



Introducción

- El Foco 1 de la MTE consideró tres enfoques alternativos al CxC vigente:
 - 1 **El Primer Enfoque consiste en la adopción de un esquema de contratación de energía estandarizado** que garantice que todos los consumidores contraten suficiente energía en varios horizontes para cubrir la demanda futura del sistema durante todas las horas del año.
 - 2 **El Segundo Enfoque supone la supresión de los defectos**, que según Wolak y McRae (2016 y 2019), **tiene el actual CxC**, los cuales **no son compartidas por el Consultor del presente estudio** tal como se expone más adelante. **Este enfoque supone la continuación del CxC pero con ajustes, alternativa que descarta.** El Foco 1 no es explícito sobre la manera de eliminar las supuestas deficiencias (una de ellas supone que es un esquema costoso o ineficiente, supuesto que no se encuentra demostrado), aunque se infiere que hacen parte del siguiente tercer enfoque.
 - 3 **El Tercer Enfoque Incluye reformar al CxC, pero como transición al esquema de contratos** de energía estandarizados, incluyendo su diseño detallado y evaluación de impactos (enfoque recomendado por el Foco 1).
- En este capítulo se aborda el análisis de las propuestas recomendadas por el Foco 1, lo cual considera simultáneamente lo relacionado con el mercado actual de contratos, sobre el cual el Foco 1 no elabora ninguna propuesta en particular.
- Para ello, este documento se desarrolla alrededor de cuatro secciones:
 - ✓ La primera aborda la evaluación del CxC bajo los principios y criterios del Consultor, con el fin de establecer el contexto de referencia para evaluar las propuestas del Foco 1.
 - ✓ La segunda sección analiza las propuesta del Foco 1 la MTE relacionadas con el CxC.
 - ✓ La tercera presenta una revisión de la experiencia del mecanismo de confiabilidad de California basado en contratos.
 - ✓ La cuarta sección analiza las premisas e implicaciones de la propuesta de modificar el actual CxC como transición al enfoque de contratos de energía firme.
 - ✓ La quinta sección recoge las conclusiones de las anteriores y elabora recomendaciones para la Hoja de Ruta.

Evaluación del CxC a la Luz de los Criterios del Diseño

- i La experiencia recorrida en el MEM durante 25 años
- ii Aproximación a una evaluación bajo los criterios de diseño de 2006

2

La Experiencia Recorrida en el MEM durante 25 años

- A pesar de los avances hacia mercados descentralizados (lo cual en Colombia es totalmente incipiente), y que dichos avances puedan ir modificando parcialmente la concepción del servicio de electricidad como bien público para ser considerado como bien privado, lo cierto es que **la confiabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional seguirá siendo en el largo plazo un bien público. Ningún Gobierno aceptará el riesgo de racionamientos que tengan un impacto general sobre la economía y la sociedad.**
- En la discusión sobre cuál es la alternativa, Colombia ya cuenta con una amplia experiencia que puede ser conveniente repasar, con el fin de contar con cierta perspectiva histórica y de lecciones aprendidas, que aporta diferentes elementos de juicio que pueden ser valiosos para el análisis y evaluación de las nuevas propuestas que se encuentran en discusión.

1 1994 – La Ortodoxia Pura: Inicio del Mercado, la Confiabilidad la da el Mercado

- ✓ Los consultores de la época argumentaron teóricamente que no era necesario contar con un Cargo por Confiabilidad (“CxC”); la señal de precios de energía en bolsa debía ser suficiente para incentivar la expansión.
- ✓ Como una transición por tres años (mientras el balance de oferta y demanda se estabilizaba), se mantenían unos cargos por potencia y respaldo para asegurar la permanencia de unas térmicas, especialmente las denominadas del “plan de retiro”.
- ✓ Sin embargo, en el sector se realizó una fuerte presión, especialmente de los generadores térmicos, sobre la necesidad de contar con un cargo por capacidad, a lo cual se agregó el argumento legal de la Ley 143/1994 (*artículo 23, literal a*) que exige la remuneración de la capacidad de generación de respaldo.
- ✓ Aún así, el Cargo por Capacidad que se expidió en 1996 tenía una vigencia de 10 años, al final de los cuales, *“su permanencia será revisada por la CREG.”*
 - No quedó explícito que, si se determinaba que su permanencia debía concluir, debía sustituirse por otro mecanismo que asegurara la confiabilidad y la remuneración del respaldo.

La Experiencia Recorrida en el MEM durante 25 años (Cont.)

2 1995 a 1996 – El Cargo por Capacidad

- ✓ A finales de 1995 se inició el estudio de la implantación de un CxC, el cual se basó en el diseño chileno, con ajustes. El mecanismo inició su vigencia en enero de 1997.
- ✓ Se diseñó un mecanismo totalmente centralizado: 5,25 USD/kW-mes en función de la inversión en turbina a gas de ciclo abierto, y asignación de capacidad en función del despacho durante meses definidos como verano (diciembre a abril), para abastecer la demanda máxima en cada mes. Para el efecto se suponía la hidrología de El Niño 1991 – 1992.
- ✓ Dado que no salía suficiente capacidad térmica despachada **(se utilizaba el concepto de capacidad equivalente mensual despachada)**, la demanda máxima se incrementó en un 5% como “factor de confiabilidad”. **Este enfoque fue muy criticado por los generadores térmicos, los cuales argumentaban, con razón, que el problema de confiabilidad en Colombia era por energía.**
- ✓ La asignación se calculaba anualmente, y el resultado para las térmicas era incierto y volátil.
- ✓ Durante El Niño de 1997 fue necesario introducir el esquema de mínimos operativos.
- ✓ La recesión de 1999 produjo una fuerte contracción de la demanda, lo cual, a su vez, dado el mecanismo de asignación, condujo a que el despacho de las térmicas fuera mucho menor (dado sus costos variables) y por lo tanto su remuneración.
- ✓ Debido al gran impacto anotado, la CREG revisó en 2000 los parámetros de la hidrología y construyó una hidrología virtual con base en los meses más secos de las series históricas. Esta intervención originó demandas legales por parte de generadores con hidroeléctricas.
- ✓ La discusión del diseño del Cargo por Capacidad fue muy corta y la primera resolución en firme fue rápidamente modificada un par de veces por ajustes necesarios en la calibración de los parámetros. No existía experiencia en el tema.

La Experiencia Recorrida en el MEM durante 25 años (Cont.)

3 1999 a 2000 – Los Estudios para Sustituir el Cargo por Capacidad antes del Actual CxC

- ✓ En 1999 la CREG contrató la firma *Teknecon Energy Risk Advisors (TERA)* para revisar todo el esquema de confiabilidad, compuesto por el Cargo por Capacidad, los mínimos operativos y el Estatuto de Racionamiento.
- ✓ Se propuso reestructurar el Cargo por Capacidad por una opción sobre energía firme cuyos precios serían fijados en subastas bianuales, con un mercado secundario y complementado por un mercado de forwards o futuros.
- ✓ En la subasta, los generadores ofrecerían su energía a períodos mínimos, por ejemplo de cinco años (para incluir el riesgo de El Niño), estableciendo un precio de ejercicio y una prima por energía que incluía, conceptualmente, una prima por riesgo, utilidad y recuperación de costos fijos. Por otro lado, la demanda manifestaría su disposición a pagar por dichas ofertas, y se irían produciendo los cierres entre compradores y vendedores.
- ✓ Para *TERA*, la confiabilidad debía ser definida por la demanda a través de las subastas. Dado que las subastas serían sobre porciones de la demanda proyectada, esta se podría ir ajustando frecuentemente.
- ✓ La propuesta conceptual de *TERA* contó con un detallado diseño que incluyó aspectos como manual de guías técnicas para los agentes, contrato de mandato, entre otros.
- ✓ El diseño de subasta propuesto fue modelado en un estudio detallado por Mercados Energéticos, con la financiación del Banco Mundial.

4 2004 a 2006 – El Diseño, Discusión, Adopción y Reformas del CxC

- ✓ En junio de 2004 la CREG empezó a publicar documentos relacionados con un nuevo esquema de CxC.
- ✓ El proceso duró dos años, contempló la publicación de diferentes documentos con propuestas sobre los diferentes elementos, por ejemplo, los productos de energía firme y/o potencia. Fue un proceso con múltiples talleres e intensa participación de los agentes.

La experiencia recorrida es amplia y rica, en particular, enseña que la migración hacia un nuevo esquema, o una modificación sustancial del actual CxC, debe responder a un proceso concebido rigurosamente, con etapas bien definidas y mecanismos de interacción entre agentes y la CREG que sean eficientes y bien fundamentados.

Evaluación del CxC a la Luz de los Criterios del Diseño

- i La experiencia recorrida en el MEM durante 25 años
- ii Aproximación a una evaluación bajo los criterios de diseño de 2006

2

Aproximación a la Evaluación del Cargo por Confiabilidad

Principio	Descripción / Criterio	Consideraciones
Eficiencia	➤ Busca la prestación del servicio a mínimo costo.	➤ Este objetivo se ha cumplido en lo que al Cargo por Confiabilidad (“CxC”) corresponde ya que las subastas han logrado precios adecuados para la confiabilidad. (→)
	➤ No distorsiona la formación de precios de corto y largo plazo.	➤ Para el futuro, el CxC no garantiza la construcción de centrales de generación hidráulicas medianas o grandes y plantas a carbón, que pueden resultar necesarias para garantizar la atención de la demanda. (→)
Adaptabilidad	➤ Incentivo a la incorporación al sector de producción de energía eléctrica de los últimos avances de la tecnología.	➤ Este objetivo no se ha logrado pues las plantas que utilizan Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (“FN CER”) tienen dificultades para su participación en el CxC. La subasta del Ministerio de Minas y Energía (“MME”) fue necesaria por esas dificultades. ➤ El problema se debe al enfoque actual de ENFICC. El no haber realizado ajustes en este campo, condujo a las Subastas de Largo Plazo del MME, con las distorsiones que esa política trae sobre la formación de precios en el Mercado de Energía Mayorista (“MEM”). (→)
Continuidad	➤ Prestación sin interrupciones del servicio de energía eléctrica.	➤ Este objetivo se ha logrado hasta ahora. ➤ Las amenazas a la continuidad que se presentaron en el Fenómeno de El Niño 15/16 y la actual situación por el retraso de Hidroituango, muestran que el CxC no blindo el sistema ante fallas o retrasos en plantas o embalses grandes.

Aproximación a la Evaluación del Cargo por Confiabilidad (Cont.)

Principio	Descripción / Criterio	Consideraciones
Eficacia	1. Estabilidad: Conduce a una baja volatilidad en la asignación del Cargo por Confiabilidad en el tiempo, recibida por cada uno de los agentes del mercado, tanto existentes como entrantes.	➤ Este objetivo se ha cumplido. ➤ Sin embargo, existe incertidumbre regulatoria para las Plantas No Despachadas Centralmente. ➤ Por otro lado, ante la aversión al riesgo de la CREG, se proyecta una alta disponibilidad de ENFICC que conducirá a una reducción en la prorrata del sistema para existentes. (→)
	2. Predictibilidad: Posibilita que cualquier agente del mercado pueda estimar la evolución futura de su remuneración por concepto de confiabilidad, con un nivel de probabilidad aceptable.	➤ Este objetivo se ha cumplido. ➤ Sin embargo, con la discrecionalidad de la CREG para definir la demanda objetivo, y la política de subastas del MME, la predictibilidad de la remuneración de las existentes baja. ➤ Cambios en PSS para las centrales hidráulicas (discrecionalidad) reduce la predictibilidad de las centrales hidráulicas existentes. (→)
	3. Capacidad de previsión: Posibilita la apropiación oportuna de los requerimientos del sistema.	➤ Este objetivo se ha cumplido. Los problemas de trámites y permisos ambientales y de relaciones con las comunidades, tanto para la construcción de los proyectos de generación como de las líneas y subestaciones necesarias para la conexión, pueden hacer que el periodo de planeación sea mas largo. (→)
	4. Riesgos de la actividad de generación: Asigna los riesgos de mercado que corresponden a la actividad de generación.	➤ Este objetivo se ha cumplido.
	5. Capacidad de atraer Inversión Directa: es un esquema competitivo en el mercado internacional para atraer inversión en nuevos proyectos de generación.	➤ Este objetivo se ha cumplido. (→)

Aproximación a la Evaluación del Cargo por Confiabilidad (Cont.)

Principio	Descripción / Criterio	Consideraciones
Simplicidad	➤ La metodología debe ser de fácil comprensión y su implementación no debe presentar mayores complicaciones ni dificultades.	➤ Este objetivo se ha cumplido.
	1. Remuneración del “servicio de confiabilidad”: Identifica el servicio a remunerar.	➤ Este objetivo se ha cumplido.
Reciprocidad	2. Verificabilidad: Permite medir la potencial entrega del bien que se está remunerando.	➤ Este objetivo se ha cumplido.
	3. Exigibilidad: Permite hacer exigible la entrega del bien que se está remunerando o su equivalente económico.	➤ Este objetivo se ha cumplido.

Aproximación a la Evaluación del Cargo por Confiabilidad (Cont.)

Principio	Descripción / Criterio	Consideraciones
Transparencia	1. Claridad de las metodologías: Los procedimientos y la información a utilizar deben estar expresamente definidas sin ambigüedades, de tal manera que pueda haber pleno conocimiento de todos los elementos (no caja negra).	➤ En general, este objetivo se ha cumplido. ➤ Sin embargo, la discrecionalidad de la CREG para fijar la demanda objetivo, afecta el pleno conocimiento de todos los elementos de la metodología por parte de agentes y la demanda. (→)
	2. Verificabilidad de los resultados: Permite reproducir los resultados por parte de los agentes.	➤ Este objetivo se ha cumplido.

- ✓ La evaluación realizada por el Consultor del desempeño del CxC a la luz de los principios de diseño (eficiencia, continuidad, eficacia, simplicidad, reciprocidad y transparencia) muestra resultados positivos, salvo las siguientes consideraciones: i) el resultado para el principio de adaptabilidad (incentivo a la incorporación de los últimos adelantos de la tecnología) es menos satisfactorio, aunque en la última subasta del CxC ya fueron asignados proyectos de ERF; y ii) con relación al principio de transparencia, es conveniente señalar que la discrecionalidad de la CREG para fijar la demanda objetivo, afecta el pleno conocimiento de todos los elementos de la metodología por parte de agentes y la demanda. **En cuanto al objetivo central del CxC, la confiabilidad del SIN, se ha cumplido.**
- ✓ El CxC ha sido objeto de ajustes orientados a su mejoramiento, en campos tales como el tipo de subasta, el Precio Marginal de Escasez, las auditorías a contratos de combustibles, y el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento, entre otros aspectos.
- ✓ **No se identificó ningún elemento crítico de diseño que motive su modificación estructural. Tal como se expone y argumenta adelante, el Consultor no comparte las deficiencias que, según el Foco 1 de la MTE, tiene el CxC.**

Análisis de las Propuestas del Foco 1 la MTE Relacionadas con el CxC

- i Descripción de las propuestas del Foco 1 de la MTE
- ii Análisis de las deficiencias que, según la MTE, tiene el CxC
- iii Análisis de los aspectos por los cuales afirma el Foco 1 se debe revisar el CxC

3

Descripción de las Propuestas del Foco 1 de la MTE

- Los expertos del Foco 1 de la Misión de Transformación Energética (“MTE”), proponen cambios a la estructura actual de mercado, incluyendo una sustitución del esquema de Cargo por Confiabilidad por un esquema de contratos obligatorios de energía.
- A continuación se presenta un resumen de las dos principales propuestas (en adelante, respectivamente, Propuesta 1 y Propuesta 2):

Propuestas Foco 1 – Misión de Transformación Energética		
Descripción	Propuesta 1: Contratos	Propuesta 2: Modificación CxC
Objetivo	➤ Reemplazar el esquema actual de Cargo por Confiabilidad por un mecanismo de contratos.	➤ Modificar el esquema de Cargo por Confiabilidad Existente.
Producto(s)	➤ Contratos de energía a plazo estandarizados de precio y cantidad fija.	➤ Energía firme de nueva capacidad de generación que no ha comenzado a construirse o está en construcción en el momento de la subasta energía firme, que se subastaría de la misma forma que se hace hoy; ➤ Energía firme de plantas existentes con factores de capacidad promedio anuales inferiores al 20% sin una Obligación de Energía en Firme existente; ➤ Energía firme de otras plantas existentes.
Periodicidad y Mecanismo de las Subastas	➤ Subastas periódicas realizadas por los administradores de plataformas de negociación autorizadas por la CREG según la Resolución CREG 114. ➤ Subasta de reloj descendente.	➤ La demanda estacional se subastaría para cada temporada (verano e invierno), descontando las OEF asignadas previamente. ➤ Sería subastado con una anticipación mínima de tres años y con un precio máximo igual al precio de cierre de la última subasta. ➤ Subastas de sobre cerrado.

Descripción de las Propuestas del Foco 1 de la MTE (Cont.)

Descripción	Propuesta 1: Contratos	Propuesta 2: Modificación CxC
Plazo	➤ Largo plazo (5 a 15 años) ✓ Anuales ✓ Trimestrales ✓ Mensuales	➤ Los periodos anuales divididos en estaciones seca y húmeda se subastarán para las plantas existentes, mientras que los periodos de confiabilidad para las plantas nuevas serían como existen ahora hasta 20 años.
Demanda Objetivo	➤ Comercializadores que representen demanda regulada y no regulada deben cubrir: ✓ 100% de su demanda con un año de anticipación; ✓ 95% con dos años de anticipación; ✓ 90% con tres y cuatro años de anticipación. ✓ Los porcentajes serían determinados por la CREG en consulta con la UPME.	➤ La demanda objetivo para cada uno de los tres productos de energía firme lo establecería la UPME. ➤ La demanda de energía firme de las unidades de generación con factores de capacidad promedio anual de menos del 20% sería determinado por la reserva que el regulador y la UPME consideren adecuada para asegurar la suficiencia de recursos de largo plazo. La demanda de energía firme de las unidades existentes, sin obligación previa de energía firme, sería igual a la demanda total de energía firme menos la demanda de energía firme de las unidades de generación nueva y las unidades asignadas como reserva.
Penalidades y Garantías	➤ Los comercializadores que no cumplan con requisitos de compra de contratos estandarizados serían penalizados en COP/MWh por el grado en que no cumplan. ➤ Proveedores y comercializadores con mayor riesgo de crédito pongan mayores garantías por cada MWh de energía tranzada en estos contratos que los generadores, comercializadores y consumidores no regulados más solventes.	

Descripción de las Propuestas del Foco 1 de la MTE (Cont.)

Descripción	Propuesta 1: Contratos	Propuesta 2: Modificación CxC
Transición	➤ En el periodo en el que estén asignadas todavía algunas OEF, el 100% se refiere a la demanda total menos las OEF asignadas.	➤ La primera etapa cubre el período 2019-2023, donde las obligaciones de energía firme ya se han asignado para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG. ➤ La segunda etapa de la transición, que abarca un período mínimo comprendido entre 2023-2026 o mayor dependiendo del avance que se tenga en la integración de fuentes intermitentes, la participación activa de la demanda, las señales dinámicas y de localización de precios, la instalación de medidores inteligentes, la disponibilidad de una capacidad instalada que brinde una firmeza superior a la demanda objetivo. ➤ La tercera etapa continuaría reemplazando todos los contratos de cargos de confiabilidad existentes que vencen después de 2026, o la fecha que el regulador defina, con los nuevos contratos de cargo por confiabilidad.
Respaldo de Confiabilidad	➤ Cada subasta trimestral se llevará a cabo con suficiente antelación a la entrega para permitir que los participantes compitan con las unidades existentes para suministrar esta energía. ➤ Los contratos de energía deben estar respaldados con activos de generación, comprometiendo hasta su ENFICC. Esto no implica que los contratos sean físicos.	➤ Las OEF deben estar respaldadas con activos de generación, comprometiendo hasta su ENFICC.

Análisis de las Propuestas del Foco 1 la MTE Relacionadas con el CxC

- i Descripción de las propuestas del Foco 1 de la MTE
- ii Análisis de las deficiencias que, según la MTE, tiene el CxC
- iii Análisis de los aspectos por los cuales afirma el Foco 1 se debe revisar el CxC

3

Análisis de las Deficiencias que, según la MTE, tiene el CxC

Descripción	Comentarios Generales	Comentarios a las Propuestas del Foco 1
1. Aumenta el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado unilateral en el mercado de energía a corto plazo cuando surgen condiciones críticas del sistema.	➤ El CxC no aumenta el incentivo para ejercer poder de mercado. Lo que ha aumentado es la concentración del mercado ya que los proyectos grandes en capacidad y en ENFICC que han recibido asignación de Obligaciones de Energía en Firme (“OEF”) en las subastas, han sido promovidos por los generadores existentes con mayor capacidad o sus vinculados.	➤ Las opciones propuestas por la Misión no solucionan el problema. ➤ Son solo las empresas grandes establecidas las que se atreven a ejecutar proyectos grandes. De ser posible, en el futuro, ejecutar proyectos en el país con capacidades o ENFICC grandes, sea que el mecanismo de confiabilidad se oriente a contratos de largo plazo a precios fijos o a modificar el actual esquema, en el mercado de generación se aumentará la concentración en la actividad de generación. (→)
2. Condujo a mayores costos para los consumidores y niveles promedio más bajos de agua, sobre todo durante períodos previstos de El Niño. Por lo tanto, no parece ser un mecanismo efectivo para equilibrar la confiabilidad del sistema y la eficiencia del mercado.	➤ El CxC tiene un límite para el valor de la energía asociada a las OEF y la demanda se encuentra contratada en un porcentaje mayoritario. ➤ Inclusive en El Niño de los años 15/16, ese límite era menor a los costos variables de algunas plantas del sistema. ➤ Los consumidores no están expuestos al precio de bolsa en condiciones de escasez. ➤ Situación de la Planta de Regasificación de la Costa agudizó la situación del 2015, así como la fuerte divergencia de los precios del FO No. 2 y 6.	➤ Propuesta 1: establece, con mucha anticipación, el precio de la energía para los consumidores. Esto tiene la desventaja de que durante los años de vigencia de los contratos, se pueden presentar cambios tecnológicos o situaciones en la disponibilidad de los recursos primarios que podrían beneficiar a los usuarios, los cuales no se podrán aprovechar. (→) ➤ Propuesta 2: Por su parte, el mecanismo propuesto de modificaciones al actual CxC, mantiene el techo del precio de escasez para las transacciones en bolsa en periodos críticos. ➤ Ninguna de las propuestas blindo el sistema contra fallas o retrasos en unidades grandes o con ENFICC relevante.

Análisis de las Deficiencias que, según la MTE, tiene el CxC (Cont.)

Descripción	Comentarios Generales	Comentarios a las Propuestas del Foco 1
3. La certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo de cargo por confiabilidad, reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo de energía a precio fijo y comprar y vender otros instrumentos de cobertura. Esto puede reducir la liquidez y los volúmenes negociados en estos mercados.	➤ El problema no es que el CxC no incentive la firma de contratos de las plantas térmicas. El problema es que incentiva la instalación de altos costos variables y bajos costos de inversión, incentivo que se ve reforzado con la política de las FNCER. ➤ Ante la reducción de la importancia de las rentas infra marginales para remunerar la inversión, dada la política de FNCER, proyectos eficientes como las plantas a carbón no tienen el incentivo de ser construidas bajo el actual mecanismo de CxC.	➤ Propuesta 1: El problema puede trascender del diseño del CxC: la alta composición hidrotérmica de la matriz de generación aún en el largo plazo, unida al riesgo del fenómeno de El Niño, constituye una gran barrera para obtener una oferta contratable de largo plazo bajo la modalidad "pague lo contratado". (→)

Análisis de las Propuestas del Foco 1 Relacionadas con el CxC —●

En todo caso, se requiere preservar la confiabilidad...

- Un elemento particular que **afecta el diseño de cualquier mecanismo de confiabilidad en Colombia es el impacto de El Niño, dada la composición de su matriz de generación**. Esto seguirá siendo así en el largo plazo, a pesar de que se pueda mitigar con la entrada de Energías Renovables Variables (ERV) y tecnología de almacenamiento.
- ¿Qué entendemos por el riesgo de El Niño en el contexto de contratos de largo plazo?
 - ✓ **Es el costo de suministrar energía por encima de un precio esperado**, por ejemplo el precio en contratos en el largo plazo (i.e. MC), o el valor esperado del precio en bolsa (incluido CERE), más una prima por cobertura de riesgo.
 - ✓ Ese riesgo se origina por la generación térmica con costos variables superiores a esos precios esperados.
 - ✓ La magnitud del Valor en Riesgo por El Niño, de un comercializador, que ha vendido un contrato a precio fijo y que se queda corto en el respaldo de energía, depende de: i) la duración del evento; ii) la intensidad del mismo; iii) el riesgo de racionamiento (afecta ofertas de plantas hidroeléctricas con embalse); y iv) el precio de los combustibles.
- **El riesgo de El Niño es sistémico, no es diversificable**. Eso explica que los generadores con plantas hidroeléctricas y ERV, valoren sus perfiles de producción ante cambios climatológicos frente a los posibles precios de la energía, y decidan ofrecer en contratos una cantidad de energía que guarde proporción con su ENFICC.
- Lo anterior, conduce a que la oferta total de “energía contratable” (aquella con precios alrededor de los precios promedio esperados en un horizonte de mediano y largo plazo), apenas represente alrededor del 65% de la demanda del SIN.
- Las preguntas que surgen en este contexto para cualquier mecanismo son principalmente:
 - ✓ **¿Cómo asegurar que la expansión realmente sea eficiente, esto es, a mínimo costo?**
 - ✓ **¿Cómo asegurar que la demanda cuente con una alta cobertura de contratos a precios razonables?**
 - ✓ **¿Cómo calcular la prima por cobertura del riesgo de El Niño?**
 - ✓ **¿Cómo asegurar la confiabilidad del sistema al nivel que defina la autoridad?**

Lo anterior implica que todos tenemos un **reto inmenso, y también una gran oportunidad**, en la tarea que se emprenda en el **marco de la MTE para revisar el esquema actual del Cargo por Confiabilidad**.

Análisis de las Propuestas del Foco 1 la MTE Relacionadas con el CxC

- i Descripción de las propuestas del Foco 1 de la MTE
- ii Análisis de las deficiencias que, según la MTE, tiene el CxC
- iii Análisis de los aspectos por los cuales afirma el Foco 1 se debe revisar el CxC

3

Aspectos por los cuales Afirma el Foco 1 se debe Revisar el CxC

Descripción	Comentarios Generales	Comentarios a las Propuestas del Foco 1
1. El gobierno colombiano ha tomado medidas recientemente para aumentar la capacidad de generación eólica y solar intermitente (tecnologías de generación intermitente son poco adecuadas para participar en el mecanismo actual).	➤ El CxC es neutral en cuanto a tecnologías de generación y no se creó para tener respaldo térmico sino para tener energía firme. ➤ Es cierto que los generadores eólicos y FV son poco adecuados para participar en el CxC, aunque en el mercado de contratos se está logrando que sean viables. La forma como se calcula la complementariedad de ENFICC de las plantas eólicas y solares con las hidroeléctricas puede facilitar una mayor participación. Tal como se propone en el Documento 3 para la Hoja de Ruta, esto se logrará calcular objetivamente una vez los proyectos de ERV lleven unos años de operación hacia 2025.	➤ Propuesta 1: el esquema puede funcionar si se logra la participación de tecnologías que sean competitivas en el mercado de contratos, como las plantas a carbón e hidráulicas medianas y grandes. ➤ Propuesta 2: las reformas propuestas no solucionan el problema de la aptitud de las plantas que utilizan FNCER para participar.
2. El bajo desempeño de algunas unidades (el ejemplo más notorio es Termocandelaria) durante el evento más reciente de El Niño reveló deficiencias en los mecanismos de compensación y penalización diseñados para garantizar que la energía firme se entregara durante eventos de El Niño.	➤ El evento de Termocandelaria se originó en un problema estructural del CxC, anunciado casi desde su creación y que consistió en la forma de cálculo del precio de escasez. ➤ La empresa fue intervenida y recobró su disponibilidad, y se le suspendieron sus OEF. El establecimiento del Precio Marginal de Escasez solucionó el problema.	

Aspectos por los cuales Afirma el Foco 1 se debe Revisar el CxC (Cont.)

Descripción	Comentarios Generales	Comentarios a las Propuestas del Foco 1
3. (...) los precios de capacidad deben cubrir el costo esperado de invertir en capacidad de nueva generación. Esta lógica implica que los mecanismos de suficiencia de los recursos a largo plazo deben juzgarse en gran parte en función de las señales económicas que se brindan a los inversionistas para lograr costos bajos de la capacidad de la nueva generación independiente de los costos operativos para atender la demanda en todas las posibles condiciones futuras del sistema.	➤ El comentario es válido para el mecanismo incluido en la Propuesta 1. ➤ Es cierto que el actual esquema del CxC privilegia la participación de plantas que son bajas en inversión, así sus costos variables sean altos, especialmente comparados con los precios del mercado de contratos.	➤ Propuesta 1: para obtener la confiabilidad, los ingresos de los generadores dependerán del precio de los contratos y de participaciones eventuales, y seguramente pequeñas, de venta en el mercado de corto plazo. Los precios de los contratos, entonces, deben ser suficientes para recuperar la inversión y obtener la rentabilidad esperada. Si no hay participación de plantas competitivas en el mercado de contratos, seguramente la oferta no será suficiente o habrá precios más altos de contratos.
4. (...) cualquier cambio en el mecanismo de cargo por confiabilidad existente debe intentar cumplir con los compromisos existentes.	➤ Los compromisos existentes con los propietarios actuales, hasta 2043, deben cumplirse.	➤ Es necesario evaluar que los cambios en los mecanismos sí estén solucionando los problemas identificados en el esquema de CxC actual. ➤ Resulta altamente inconveniente el modificar por completo la arquitectura del mercado si no se solucionan todos los problemas.

Aspectos por los cuales Afirma el Foco 1 se debe Revisar el CxC (Cont.)

Descripción	Comentarios Generales	Comentarios a las Propuestas del Foco 1
5. Se resalta la importancia de desarrollar un mercado a plazo líquido para la energía y, en su momento, horizontes de entrega que permitan a los nuevos competidores competir con las empresas existentes para suministrar esta energía. En consecuencia, una característica importante de cualquier mecanismo propuesto, para garantizar la suficiencia de los recursos a largo plazo, es el grado en el que se proporcionan fuertes incentivos para el desarrollo de un mercado de futuros activos para obtener energía.	➤ Al incorporar nuevos recursos de generación, necesariamente se verá afectado el mercado de corto y largo plazo. ➤ Todas las características de los contratos mencionadas son deseables, independientemente del mecanismo para asegurar la confiabilidad.	➤ Propuesta 1: la capacidad de firmar contratos a largo plazo es incierta en la medida que: i) el riesgo del Fenómeno de El Niño no es diversificable; y ii) el precio de los <i>commodities</i> en el largo plazo es incierto. ➤ Propuesta 1: el hecho de que se vaya a contratar una parte muy importante de la demanda, por largos periodos, para obtener así la confiabilidad, hace difícil que se desarrollen otros mecanismos de contratos. (→)

Más adelante se complementa el análisis de este capítulo con una revisión de la experiencia del esquema de confiabilidad en California basado en contratos (capítulo 4) y un examen sobre la problemática de las premisas en que se soporta la propuesta de modificación del CxC como transición al esquema de contratos de energía firme, y las implicaciones de la propuesta.

Revisión de la Experiencia del Mecanismo de Confiabilidad en California

- i El MSRLP de California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1
- ii Evolución de la Matriz de Generación en California
- iii Los Problemas de Confiabilidad en California
- iv Enseñanzas y Reflexiones del Caso de California

4

MSRLP en California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1

- El Foco 1 de la MTE recomendó avanzar hacia un enfoque de contratación de energía estandarizado en el que todos los consumidores contraten suficiente energía en varios horizontes para cubrir la demanda futura del sistema durante todas las horas del año.
- Señala el Foco 1 que este enfoque podría ser el estado final de las reformas de diseño, pero reconoce que *“dadas las incertidumbres sobre la duración del período de transición y las posibles dificultades y posibles efectos sobre la confiabilidad del sistema debido a la gran dependencia de la ocurrencia de El Niño”*, que un enfoque que modifique el CxC debe considerarse como una transición (alternativa analizada en el Capítulo 5).
- Este enfoque se basa en la elaboración de Wolak (2019*) para sistemas de energía con altas penetraciones de recursos hídricos y ERV.
- Wolak reconoce que *“There is considerably less agreement among scholars on the efficient mechanism for ensuring long-term resource adequacy for a wholesale electricity market, particularly in regions with significant hydroelectric and intermittent renewable resources.”*. Es decir, la definición del mecanismo de confiabilidad es un tema altamente discutido y sobre el cual no hay consenso.
- Si embargo, para Wolak, en un Sistema como el Colombiano, con alta generación hidroeléctrica, y aún si se cuenta con una alta participación de ERV, un pago por confiabilidad no es adecuado.
- Al analizar el estudio de Wolak, se observa que las propuestas contienen elementos de diseño similares y comunes al mercado eléctrico de California, especialmente en lo relacionado con la obligación de contratar.
- Sin que sea el objetivo de realizar una evaluación del mercado de California, se examinan algunos aspectos del MSRLP (denominado en California como **Resource Adequacy – RA** en adelante) y sus implicaciones sobre la confiabilidad, con el propósito de ilustrar las implicaciones que puede tener un cambio en el CxC en el contexto del cambio climático y de introducción de ERV, y de extraer algunas conclusiones y recomendaciones.

* Wolak, Frank A. - Transformation and modernization of the wholesale electricity market in Colombia (2019)

MSRLP en California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1 (Cont.)

- El diseño del mercado de corto plazo de California se caracteriza por un esquema multinodal, despacho vinculante y mercado spot en tiempo real, con una política agresiva de incorporación de ERV para contar a 2030 con una participación del 50%. Adelante se ilustra la evolución de la matriz de generación.
- El **RA**, cuya fundamentación legal se estableció en 2002 a raíz de la crisis energética de 2000 – 2001 que vivió ese Estado, fue adoptado por la Comisión de Regulación de Servicios Públicos (CPUC), y básicamente consiste en obligaciones de contratación de capacidad impuesta a los prestadores del servicio.*
 - ✓ Garantizar la operación segura y confiable de la red en tiempo real proporcionando recursos suficientes al Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) cuando y donde sea necesario.
 - ✓ Incentivar la ubicación y construcción de nuevos recursos necesarios para la confiabilidad futura de la red.
- Por otro lado, el **RA** comprende tres tipos de requerimientos, que hacen parte de un proceso de planeación riguroso:
 - ✓ **Sistema RA:** pronóstico de cada *Load Serving Entity* (LSE) más un margen de reserva de planificación del 15%.
 - ✓ **Local RA:** según estudio anual del CAISO para 10 años con contingencia N-1.
 - ✓ **Flexible RA:** según estudio anual de CAISO que analiza la rampa máxima de tres horas para cada mes, necesaria para ejecutar el sistema de manera confiable.

* CPUC Resource Adequacy, [://www.cpuc.ca.gov/RA](http://www.cpuc.ca.gov/RA) y “Orientation to the California Resource Adequacy (RA) Program”

MSRLP en California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1 (Cont.)

- Para el efecto, las empresas deben presentar a la CPUC dos tipos de expedientes: uno anual y uno mensual (45 días antes de cada mes de consumo, los cuales son evaluados por la Comisión).
- Las empresas deben demostrar que cuentan con el 90% de la obligación de RA para los cinco meses de verano del año siguiente y 100% para los requerimientos locales de los próximos dos años.
- Los expedientes incluyen varios aspectos como:
 - ✓ Información histórica de demanda horaria del año anterior.
 - ✓ Demanda máxima mensual para el año siguiente.
 - ✓ Información sobre los recursos contratados.
 - ✓ Requerimientos de confiabilidad.
 - ✓ La evaluación de la CPUC compara esta información con la de los planes de suministro.
- **Lo anterior permite dar una idea de la carga regulatoria que puede implicar un esquema de este tipo, aspecto que debe ser considerado en la evaluación costo beneficio de la alternativa de contratos de energía firme estandarizados propuesta por el Foco 1 como estado final posible de diseño.**
- En la medida que las empresas no cubran totalmente sus requerimientos, individual y colectivamente, el CAISO puede realizar una subasta para proveer capacidad adicional. Adicionalmente, CAISO puede designar generación de seguridad en las áreas.
- Periódicamente la CPUC requiere la información de los contratos y precios, y monitorea la actividad de contratación multianual.

Revisión de la Experiencia del Mecanismo de Confiabilidad en California

- i El MSRLP de California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1
- ii Evolución de la Matriz de Generación en California
- iii Los Problemas de Confiabilidad en California
- iv Enseñanzas y Reflexiones del Caso de California

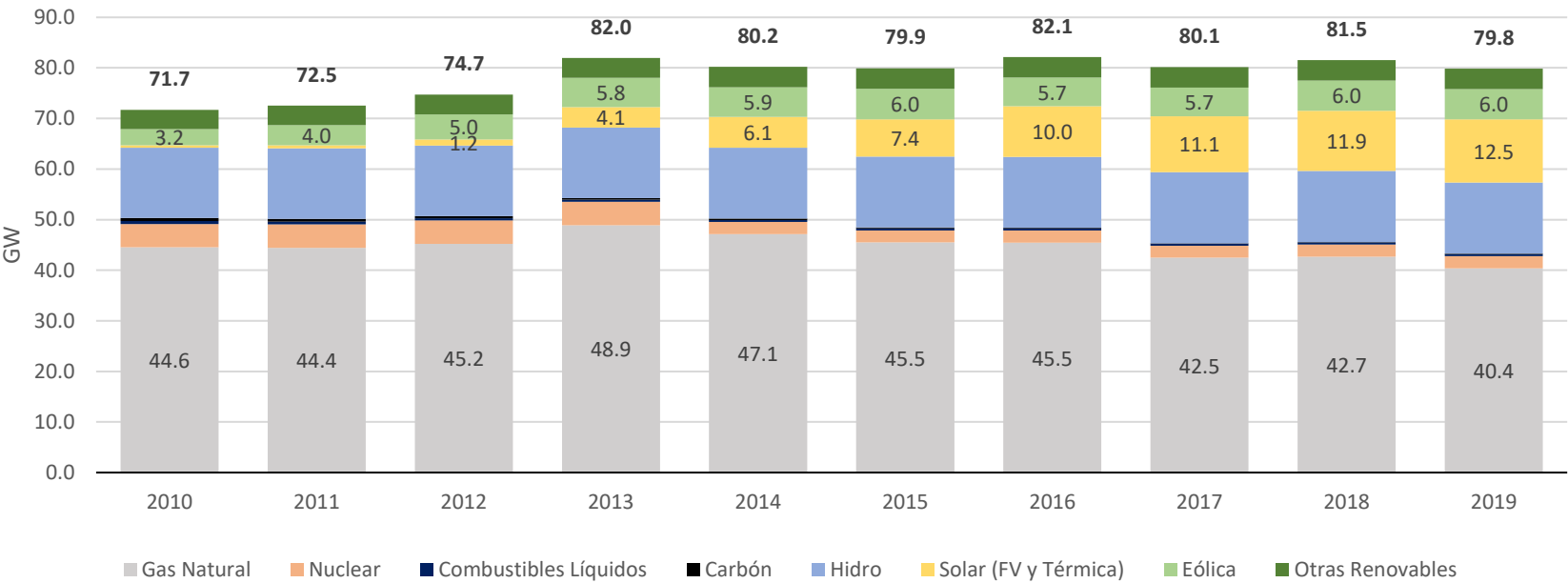
4

Evolución de la Matriz de Generación en California

- Las gráficas ilustran la acelerada transformación de la matriz de generación en California, y la importante participación que sigue teniendo la generación con gas natural.
- Al respecto, es importante anotar la gran disponibilidad de gas natural a bajos precios en EEUU, y la infraestructura de almacenamiento de California.

Evolución de la Capacidad Instalada por Fuente en California (GW)

Tecnología	2010	2019	TACC
Participación Gas	62.2%	50.6%	-2.3%
Participación ERV	5.2%	23.2%	18.1%

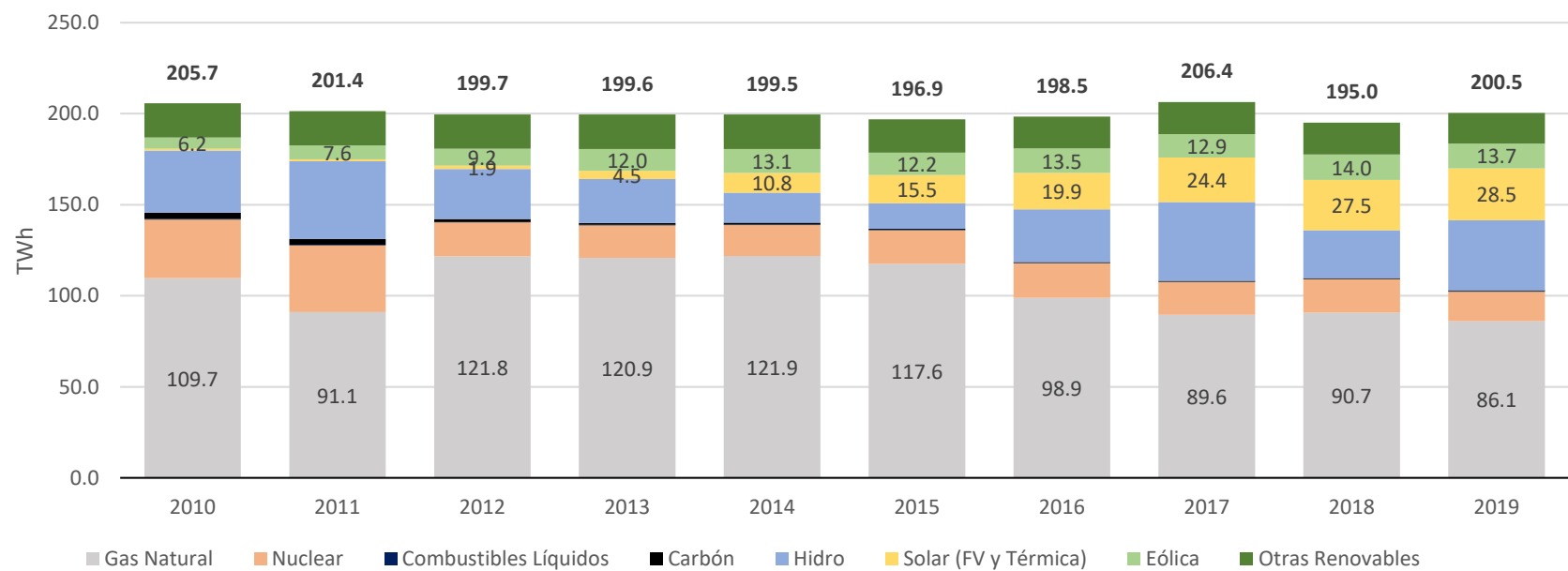


Fuente: Elaborado con base en información de la California Energy Commission (<https://www.energy.ca.gov/>)

Evolución de la Matriz de Generación en California (Cont.)

Evolución de la Generación por Fuente en California (TWh)

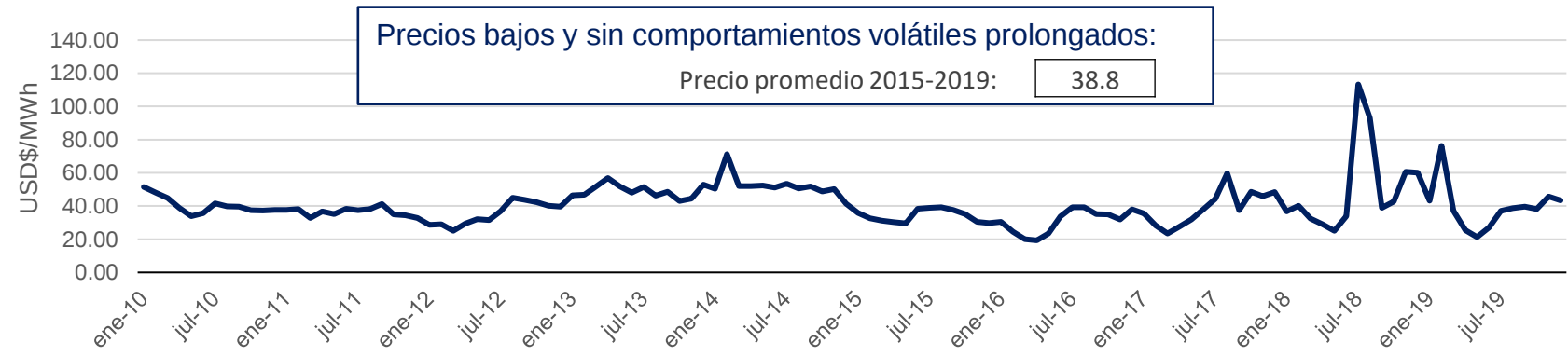
Tecnología	2010	2019	TACC
Participación Gas	53.3%	43.0%	-2.4%
Participación ERV	3.5%	21.0%	22.2%



Fuente: Elaborado con base en información de la California Energy Commission (<https://www.energy.ca.gov/>)

Evolución de la Matriz de Generación en California (Cont.)

Precios Promedio de la Energía en el Mercado Mayorista de California en Horas de Punta (USD/MWh)



Fuente: Elaborado con base en EIA. Precios de referencia para el day ahead en el sur de California en horas de punta (SP15 EZ Gen DA LMP Peak)

Precios Promedio del Gas Natural Medido en South California City Gate (USD/MMBTU)



Fuente: Elaborado con base en información de la EIA. Precios de referencia medidos en South California City Gate (SoCal)

➤ Es de anotar que la estabilidad y nivel de los precios de gas puede facilitar la firma de contratos

Revisión de la Experiencia del Mecanismo de Confiabilidad en California

- i El MSRLP de California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1
- ii Evolución de la Matriz de Generación en California
- iii Los Problemas de Confiabilidad en California
- iv Enseñanzas y Reflexiones del Caso de California

4

Los Problemas de Confiabilidad en California

- El esquema RA en California ya cuenta con más de 17 años desde su introducción, tiempo durante el cual ha sido objeto de seguimiento y análisis, especialmente en los últimos años a raíz de la acelerada penetración de ERV en la matriz energética de California.
- Los análisis sobre el desempeño del esquema son realizados tanto por el mismo operador del sistema (CAISO en sus informes de seguimiento periódicos), como por los agentes del mercado y firmas de análisis económico.
- A continuación de resumen algunos de los hallazgos más relevantes de las distintas fuentes consultadas:
 - i White Paper - Resource Adequacy and Wholesale Market Structure for a Future Low-Carbon Power System in California.
 - ii CAISO – Annual Report on Market Issues & Performance* y Análisis del Operador del Sistema.
 - iii Demandas de agentes generadores ante la FERC (CXC La Paloma LLC, Calpine Corporation, NRG y la Electric Power Supply Association).
 - iv Documentación de los eventos recientes ocurridos durante el verano de 2020.
- **El resumen se ha enfocado en aquellos elementos relacionados con la firmeza del sistema y sus implicaciones para las plantas térmicas.**

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

i White Paper - Resource Adequacy and Wholesale Market Structure for a Future Low-Carbon Power System in California*

- El documento corresponde a un White Paper de 2018 cuyo objetivo fue servir como insumo para la discusión entre agentes con relación a los elementos de política y diseño de mercado que podrían requerir de ajustes para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico en California a futuro.
- Entre las razones fundamentales para realizar ajustes en el esquema actual se destacaban:

- ✓ **Matriz de generación eléctrica cambiante:** la política de California ha originado una penetración significativa de ERV (especialmente solar FV tanto a gran escala como generación distribuida), tecnologías que no pueden ser programadas con anticipación para ser despachadas y brindar firmeza desde una perspectiva tradicional.

En este sentido, y hasta que no se dé una penetración masiva de la capacidad de almacenamiento con baterías, las plantas a gas (ampliamente utilizadas en California) continuarán siendo requeridas para integrar las ERV.

Sin embargo, los bajos precios del gas en EEUU y la penetración de ERV (con costos variables de cero), dadas las características del mercado de California, están ocasionando precios marginales muy bajos durante la mayor parte del año que han afectado la remuneración de la capacidad instalada de plantas a gas existentes. En muchos casos esto ha conducido al cierre de plantas térmicas, aumentando los requerimientos de firmeza, tal como se desarrolla más adelante.

- ✓ **Creciente desequilibrio de mercado:** las condiciones mencionadas en el punto anterior están produciendo un problema de “*missing money*” para las plantas existentes, especialmente en lo relacionado con la recuperación de sus costos fijos para aquellas plantas que no cuentan con contratos de largo plazo.

Por otro lado, también se ha visto que, dada la necesidad de proveer firmeza y servicios de balance localizada en nodos particulares del sistema, algunas plantas pueden ejercer poder de mercado

*Tierney, Susan F, - “Resource Adequacy and Wholesale Market Structure for a Future Low-Carbon Power System in California” (Analysis Group) Julio de 2018
https://www.analysisgroup.com/globalassets/content/insights/publishing/tierney_california_resource_adequacy_and_wholesale_market_design.pdf

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- ✓ **Estructura del RA:** el esquema original del RA está fundamentado en la necesidad de la contratación de energía firme para atender los picos de demanda durante los meses de verano. Sin embargo, este objetivo no está alineado con la necesidad de proveer firmeza frente a la entrada de ERV (firmeza que debe proveerse a lo largo del año). **Esta situación ha generado preocupación sobre la posible incapacidad del RA para propiciar una adecuada matriz de generación.**

Por otro lado, los contratos que se desprenden del esquema de RA son típicamente de un año o menos, lo cual ha llevado a que CAISO acuda a contrataciones bajo los denominados esquemas de RMR (*Reliability Must Run*) y CPM (*Capacity Procurement Mechanism*). En esta modalidad, es el mismo CAISO el encargado de contratar la capacidad requerida y no las empresas distribuidoras (IOUs – *Investor Owned Utilities*).

Este aspecto de los contratos típicamente de un año constituye una diferencia fundamental respecto a la propuesta de Wolak para Colombia, la cual recomienda contratos a 5, 10 y 15 años, duraciones que no son atractivas para la demanda desde el punto de vista de eficiencia económica, especialmente de los sectores productivos.

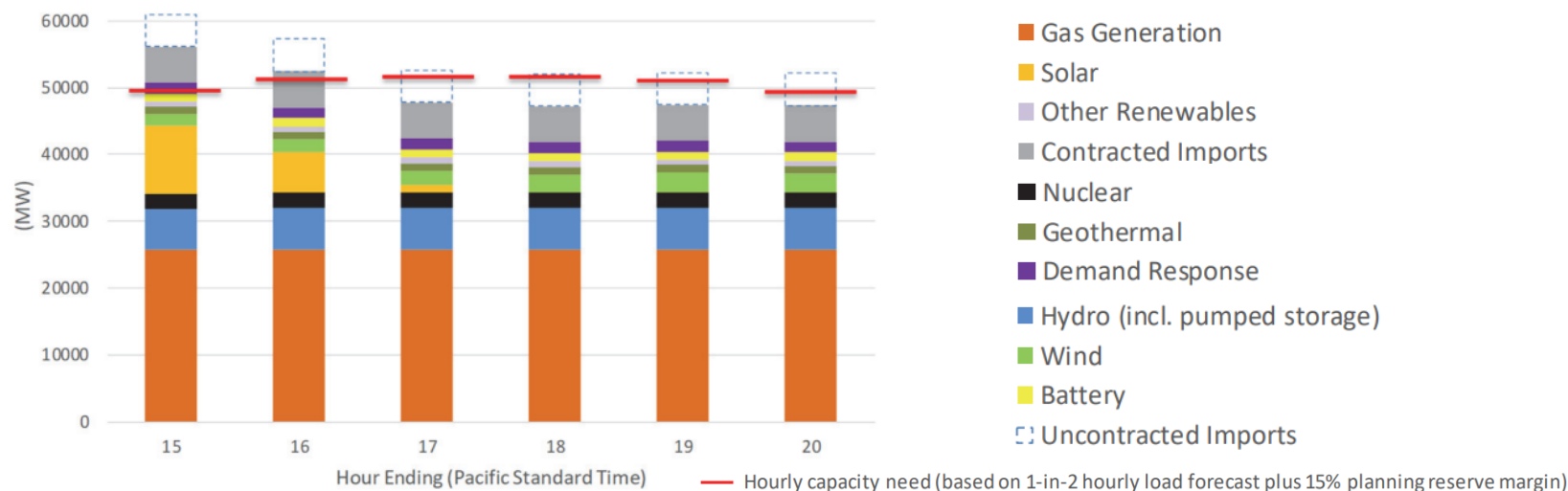
- ✓ **Creciente complejidad institucional:** resalta el documento citado, la creciente complejidad documental y procedimental que afecta el eficiente uso de los recursos:
 - ***“Increasingly complex institutional and procedural landscape.*** *California has a multiple set of regulatory actors, service providers, processes, and programs that complicate the environment in which resource determinations are made and acted upon by actors in the private sector and in civil society. These many institutions, programs, and policies affect which resources will be maintained, retire from or enter the market, with the potential for inconsistent outcomes and tensions in California’s electric system”.*

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

ii CAISO – Annual Report on Market Issues & Performance* y Análisis del Operador del Sistema

- El operador del sistema en California publica de manera anual un reporte sobre el desempeño del mercado, en el cual se abordan diferentes aspectos, incluyendo el esquema de RA.
- En general, los hallazgos presentados en los informes de los últimos dos años (2018 y 2019) indican que los requerimientos de RA fueron suficientes para atender los picos de carga del sistema durante los años de análisis.
- No obstante, en cuanto a la visión de mediano plazo, se identifica que las previsiones de recursos para atender la rampa de generación en horas de la tarde parecen estar por debajo de los picos de carga. El mismo CAISO alertó a la CPUC en 2019 sobre esta situación y el riesgo inminente a la confiabilidad del sistema.

Proyección de Capacidad del RA para Horas de la Tarde Vs. Requerimiento - 2021



*Fuente: CAISO - Reply Comments Of The California Independent System Operator Corporation (Agosto de 2019)

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- Tal como se mencionó al comienzo de este capítulo, el esquema de RA incorpora el requerimiento / servicio de RA Flexible, que busca garantizar la capacidad para atender la rampa máxima de tres horas para cada mes.
- Este servicio es prestado principalmente por plantas a gas, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Contratación de Capacidad Flexible (Flexible RA) por Fuente

Resource type	Category 1		Category 2		Category 3	
	Average MW	Total %	Average MW	Total %	Average MW	Total %
Gas-fired generators	9,619	68%	21	6%	2	6%
Use-limited gas units	2,898	21%	338	90%	6	14%
Use-limited hydro generators	1,257	9%	9	2%	1	3%
Other hydro generators	82	1%	-	-	-	-
Geothermal	235	1.7%	-	-	-	-
Energy Storage	21	0.1%	1	0.3%	24	54.7%
Solar	7	0.0%	-	-	-	-
Other non-dispatchable	-	-	8	2.0%	10	22.9%
Total	14,119	100%	377	100%	44	100%

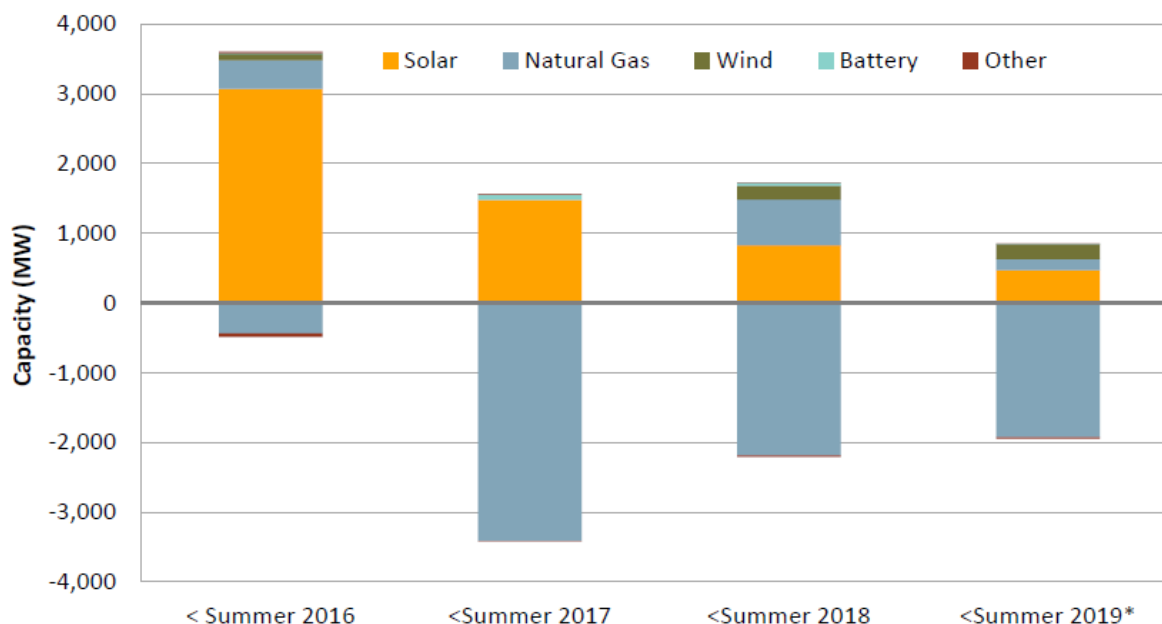
*California ISO - Annual Report on Market Issues & Performance (2018 – 2019)

- Sin embargo, señala el documento, que la capacidad de generación flexible proveniente de las centrales térmicas que operan con gas ha venido disminuyendo y no existen garantías suficientes para la sostenibilidad de las mismas en el largo plazo, con serias implicaciones sobre la confiabilidad del sistema, tal como se desarrolla a continuación.

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- El informe anual de CAISO describe la situación que se viene dando en materia de retiro de centrales térmicas del sistema. Esta situación es de particular relevancia, puesto que, tal como se mostró, los servicios de firmeza son suministrados por estas plantas. Adicionalmente, el retiro de centrales térmicas se da en el contexto de una penetración continua de ERV, tal como se muestra abajo.

Adiciones y Retiros de Capacidad de Generación en California (Junio 2015 – Junio 2019)



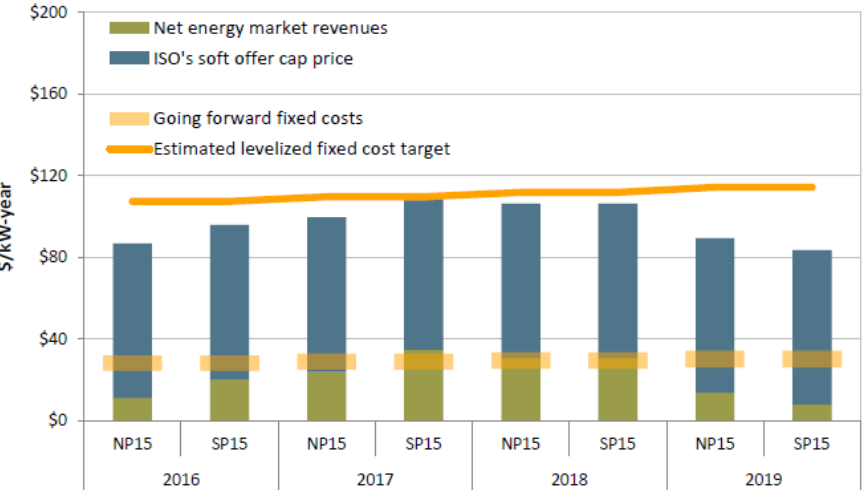
Fuente: California ISO - Annual Report on Market Issues & Performance (2018)

- Si bien el retiro de varias de las plantas se ha dado por políticas ambientales (ej. retiros de plantas por restricciones a la tecnología *Once-Through Cooling* – OTC, algunas de las cuales están en proceso de reincorporación luego de un *overhaul*), otras plantas han tenido que retirarse temporal o permanentemente del mercado, por cuanto no logran una remuneración adecuada a través del esquema de RA).

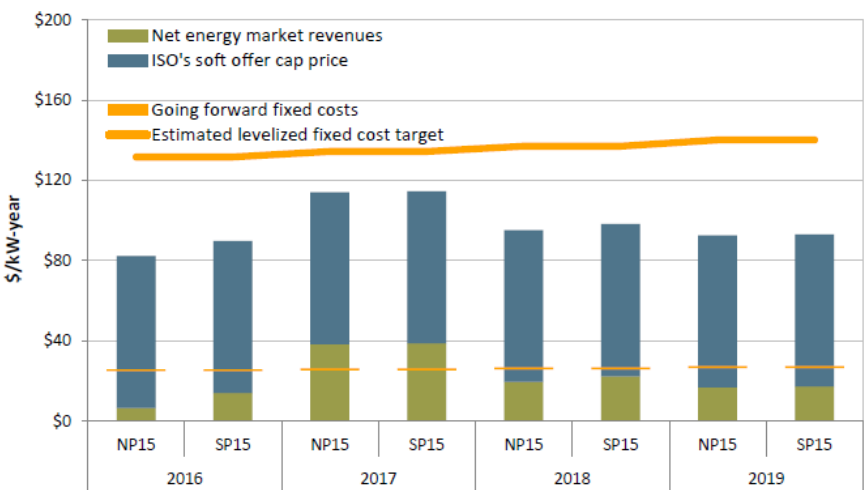
Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- Con relación al retiro de centrales térmicas, CAISO reconoce: “*sometimes this occurs when a resource is not able to obtain a capacity contract as part of California’s resource adequacy processes*”.
- De la afirmación anterior, se pone en evidencia que las plantas térmicas no siempre logran cerrar contratos bajo el esquema de RA (ya sea en las negociaciones bilaterales con los agentes o en los procesos de RMR o CPM de CAISO) y deben cerrar temporalmente hasta conseguir un contrato, o permanentemente de no conseguirlo. Esta situación pone de manifiesto la incertidumbre y riesgo en materia de sostenibilidad financiera para centrales existentes y proyectos de generación térmica, por cuanto las rentas en el mercado de energía no son suficientes para cubrir los costos fijos.
- A lo anterior se suma que incluso logrando contratos a través del esquema de RA, la remuneración a través de las rentas del mercado y los pagos por capacidad, si bien suficientes para cubrir los costos fijos de operación, no permiten obtener la rentabilidad esperada sobre la inversión en el largo plazo. Las siguientes gráficas de CAISO muestran cómo en los últimos cuatro años, los ingresos no son suficientes para cubrir los costos nivelados de plantas hipotéticas de gas (barras azules y verdes de ingresos por debajo de la línea amarilla de costos nivelados).

Ingresos Estimados – Planta Ciclo Simple Hipotética



Ingresos Estimados – Planta Ciclo Combinado Hipotética



*California ISO - Annual Report on Market Issues & Performance (2018 – 2019)

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

iii Demandas de agentes generadores ante la FERC

- El problema de la sostenibilidad del parque de generación térmico en California en el marco del esquema de RA ha sido puesto de manifiesto por los mismos generadores térmicos quienes han interpuesto demandas ante la FERC.
- En esta materia se destaca el proceso de CXC La Paloma LLC (La Paloma) en 2018.
- Este proceso fue apoyado por otros agentes del mercado incluyendo a Calpine Corporation, NRG y la Electric Power Supply Association (representante de los generadores independientes), quienes igualmente remitieron comunicados a la FERC.
- De los argumentos presentados por La Paloma y los otros agentes se destacan los siguientes:
 - ✓ El esquema de RA no envía señales de precio adecuadas para atraer y retener los recursos necesarios para garantizar la confiabilidad del sistema, y tampoco provee de oportunidades razonables para que los generadores recuperen sus costos (evidenciado en los mismos informes de CAISO ya mostrados).
 - ✓ **Las negociaciones bilaterales no logran asegurar la totalidad de la capacidad requerida, por lo cual CAISO debe recurrir a los procesos de RMR y CMP.** El problema de estos mecanismos es que son procesos de última instancia, realizados en el muy corto plazo para cubrir los faltantes de capacidad requeridos por CAISO. En este sentido, no se envía la señal con la suficiente antelación para que los generadores hagan las inversiones requeridas.
 - ✓ **El uso permanente de contratación a través de procesos de última instancia evidencia las fallas de mercado.** Se argumenta que estos procesos carecen de las características deseables de un mercado competitivo.
 - ✓ **La penetración de ERV acentuará el problema por cuanto los precios del mercado mayorista continuarán cayendo, y los generadores térmicos dependerán en mayor proporción en los pagos por capacidad (que son insuficientes).**

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- Cabe mencionar que otros agentes que concuerdan en la problemática identificada por La Paloma, no necesariamente compartieron la posición de un cambio radical al esquema de RA, y más bien plantearon ajustes sobre el RA actual.
- La demanda de La Paloma fue rechazada por la FERC, entre otras razones, porque solicitaba cambios de fondo como la implementación de un mercado de capacidad centralizado, cambio que no está previsto dada la estructura de mercado y la independencia que posee California en materia de política energética.
- Adicionalmente, se menciona por parte del regulador que La Paloma falló en presentar elementos probatorios suficientes para sustentar la reclamación.
- Al respecto, es importante observar, que la discusión sobre el mejor MSRLP para determinado entorno energético, marco legal, características generales del mercado, etc., no ha sido ajena al mecanismo de RA de California.
- En efecto, entre 2012 y 2014 se estuvieron considerando propuestas orientadas hacia un mercado de capacidad centralizado, lo cual fue desechado bajo el siguiente argumento:
 - ✓ *“Proponents of the centralized capacity auction mechanism did not persuasively demonstrate how such a system could be structured to prioritize renewable resources and otherwise support the Commission’s environmental goals. We therefore decide to preserve the current bilateral contracting approach for the time being.”**
- En su informe más reciente del mercado para 2019, CAISO menciona que a raíz de los numerosos cambios propuestos en 2018, en septiembre de 2019 fueron aprobados ajustes, fundamentalmente a los contratos RMR.
- Se menciona que el nuevo proceso de contratación bajo la modalidad de RMR solo considerará aquellas plantas que manifestaron su retiro del sistema por razones económicas, y las ofertas de dichas plantas serían basadas en costos para garantizar la remuneración de costos fijos y variables de las mismas.

* CPUC, *Current Trends in California’s Resource Adequacy Program Energy Division Working Draft Staff Proposal Energy Division Staff 2/16/2018*

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

iv Recientes eventos de 2020 en California

- En 2020 California se ha visto expuesta a la necesidad de racionamientos rotativos.

ENERGÍA ELÉCTRICA | GAS NATURAL — 20 ago. 2020 | 20:58 UTC — Washington

S&P Global
Platts

California power shortages stem from lack of firm generation capacity: experts

LO MÁS DESTACADO

ISO previously warned of looming resource deficiency

Imports supply 25% of California's energy

Washington — California faced the prospect of rolling power blackouts for the first time in almost 20 years, and stakeholders are pinning the blame on regulators' failure to heed warnings that shortages could occur unless steps were taken to ensure adequate resources were on call to cover peak demand periods.

Fuente:

- <https://www.spglobal.com/platts/es/market-insights/latest-news/electric-power/082020-california-power-shortages-stem-from-lack-of-firm-generation-capacity-experts>
- <https://www.sfchronicle.com/opinion/openforum/article/California-needs-to-diversify-its-electricity-15614483.php>
- <https://www.latimes.com/environment/story/2020-10-06/california-rolling-blackouts-climate-change-poorplanning#:~:text=What%20caused%20California's%20rolling%20blackouts,the%20face%20of%20climate%20change>
- <https://www.greentechmedia.com/articles/read/report-cites-planning-market-failures-at-root-of-californias-rolling-blackouts>

San Francisco Chronicle

OPINION // OPEN FORUM

California needs to diversify its electricity sources or face more blackouts

By Timothy Alan Simon | Oct. 2, 2020

Los Angeles Times

ADVERTISEMENT

CLIMATE & ENVIRONMENT

What caused California's rolling blackouts? Climate change and poor planning

gtm: Solar Grid Edge Storage Wind Trending Podcasts White Papers Webinars

GRID EDGE

Behind California's Rolling Blackouts: Planning and Market Failures

A long-awaited study confirms the state's resource adequacy system and day-ahead markets weren't ready for a regionwide heat wave.

JEFF ST. JOHN | OCTOBER 07, 2020

Los Problemas de Confiabilidad en California (Cont.)

- La situación anterior ha dado origen a un análisis por parte del CAISO, cuyo informe del 6 de octubre de 2020* destaca los siguientes factores que pueden estar contribuyendo a la situación de racionamientos rotativos:
 - ✓ El **cambio climático** ha inducido fuertes tormentas de calor a lo largo del oeste americano sobrepasando las metas del plan en cuanto a recursos requeridos para asegurar el abastecimiento.
 - ✓ Los procesos de planeamiento de recursos necesarios no están diseñados para una experiencia como la ocurrida.
 - ✓ En la **transición hacia una canasta confiable, limpia y económica de recursos, las metas planificadas no han seguido el ritmo para generar suficientes recursos en los que se pueda confiar para satisfacer la demanda en las primeras horas de la noche**. Esto dificulta el equilibrio de la oferta y la demanda. Estos desafíos se vieron amplificados por la tormenta de calor extremo.
 - ✓ Algunas **prácticas en el mercado del día** antes han exacerbado los retos de suministro bajo condiciones extremas de estrés.

*Press Release - "CAISO, CPUC, AND CEC ISSUE PRELIMINARY REPORT ON CAUSES OF AUGUST ROTATING OUTAGES"
<http://www.caiso.com/Documents/CAISO-CPUC-CEC-Issue-Preliminary-Report-Causes-August-Rotating-Outages.pdf>

Revisión de la Experiencia del Mecanismo de Confiabilidad en California

- i El MSRLP de California como Inspiración de la Propuesta del Foco 1
- ii Evolución de la Matriz de Generación en California
- iii Los Problemas de Confiabilidad en California
- iv Enseñanzas y Reflexiones del Caso de California

4

Enseñanzas y Reflexiones de California

- La experiencia reciente de California pone de presente elementos de especial importancia que deben ser considerados ante la eventual modificación o sustitución del CXC por otro mecanismo, especialmente en el contexto de las características de diferente índole del mercado colombiano:

- ✓ **Cambio Climático: El cambio climático puede presentar condiciones extremas no previstas que pueden afectar la confiabilidad. Para Colombia, por su ubicación en el trópico, este es un elemento de evaluación crítico:**

*“Los resultados encontrados en esta investigación sugieren que el cambio climático podría generar efectos negativos sobre los recursos hídricos en el territorio nacional; así, la cuantificación espacio temporal de dichos impactos será de vital importancia en aras de generar políticas, que permitan dar respuestas inmediatas a las posibles afectaciones del recurso, asociadas con este cambio y deben servir de base para una correcta gestión y uso del agua y una ocupación del territorio con una visión de largo plazo; en síntesis, planificar el recurso agua es parte de los retos que genera el cambio climático.”**

Por sus implicaciones sobre la generación hidroeléctrica y también de las otras fuentes renovables, la gran incertidumbre sobre la intensidad, duración y ocurrencia del Fenómeno del Niño, acentuada por el cambio climático, **hacen que el objetivo de confiabilidad deba priorizarse ante cualquier innovación en el actual CXC.**

- ✓ **Penetración importante de ERV:** la penetración de ERV en valores importantes de capacidad instalada y generación, prevista hacia 2023, con concentración en ciertas áreas geográficas, **introduce necesariamente una etapa de aprendizaje de su articulación en el SIN**, tanto en aspectos relacionados con la operación como con la confiabilidad (por ejemplo, la materialización en la realidad de la complementariedad entre fuentes renovables).

* Fuente:

Tue, 19 Nov 2019 in Revista U.D.C.A Actualidad & Divulgación Científica - Cambio climático y recursos hídricos en Colombia

Juan Alarcón-Hincapié- Ing. Catastral y Geodesta, M.Sc., Ph.D., Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad del medio Ambiente y Recursos Naturales. Bogotá D.C., Colombia,

Carlos Zafra-Mejía - Ing. Civil, M.Sc. Ingeniería Ambiental, Ph.D. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad del medio Ambiente y Recursos Naturales, Bogotá D.C., Colombia

Lena Echeverri-Prieto . - Microbióloga, M.Sc. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad del medio Ambiente y Recursos Naturales.

Enseñanzas y Reflexiones de California (Cont.)

- ✓ **Modificaciones relevantes en el mercado de corto plazo y SSCC:** La introducción del despacho vinculante y mercados intradiarios puede agregar factores que afecten el comportamiento de los recursos de generación, y por ende, la confiabilidad.
 - ✓ **Transición hacia mercados descentralizados:** a todo lo anterior se agrega el desarrollo del MAE, de la generación distribuida y autogeneración, así como el despliegue de la AMI.
 - Adicionalmente, como se visualiza en el caso de California, un MSRLP, al estilo del RA, puede implicar una gran carga regulatoria, de supervisión y planeación, cuyo costo debe ser dimensionado en el análisis costo-beneficio de introducir un nuevo esquema o una modificación al CXC. Igual sucede con los costos de transacción.
- Todo lo anterior ilustra la gran complejidad y riesgo que se puede correr si se adoptan cambios al CxC que no cuenten con un riguroso y sólido análisis y evaluación, y la conveniencia de permitir que se desarrolle la actual etapa de transición en el mercado de la cual hace parte los cambios en el mercado de corto plazo, la penetración de ERV, el despegue del MAE, entre otros elementos.
 - Lo anterior incluye la necesidad de realizar periódicamente y, especialmente, antes de definir nuevas subastas de ERV, estudios sobre la capacidad del SIN para recibir determinada cantidad de MW de estas fuentes a medida que va evolucionado la matriz de generación, así como la evaluación del impacto sobre diferentes variables como SSCC y el costo del servicio.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

- Como ya se anotó el Foco 1 recomienda reformar al CxC, pero como transición al esquema de contratos de energía estandarizados, incluyendo su diseño detallado y evaluación de impactos.
- Lo primero que se debe anotar es que la propuesta de modificación del CxC es bastante simplificada, y no cuenta con la elaboración ni claridad suficiente para apreciar si merece un desarrollo adicional. En este sentido, a continuación se describe la propuesta según el entendimiento que el Consultor ha logrado extraer del Informe Final del Foco 1.
- En primer lugar, se afirma que se proponen tres subastas de energía firme diferentes:
 - ✓ **Subasta para Nueva Generación** que se realizaría de la misma forma que se hace hoy.
 - ✓ **Subastas para Plantas Existentes** diferenciada en dos categorías según el factor de planta:
 - **Subasta para Plantas de Respaldo** con factores de capacidad promedio anuales inferiores al 20%.
 - **Subasta para Otras Plantas Existentes** (o sea, plantas con factores de capacidad superior al 20%).
- Adicionalmente, el Foco 1 propone que las subastas de OEF vendan productos para las estaciones verano – invierno.
 - ✓ Respecto a qué plantas pueden ofrecer los productos de estaciones, el informe es ambiguo, pues en una parte del texto pareciera que los productos estacionales son para las “otras plantas” existentes, pero en otras partes se mencionan estos productos de manera general para las subastas, pudiéndose entender que también se aplica para los tres tipos de subastas arriba mencionados para energía firme (plantas nuevas, existentes de respaldo y otras existentes), tal como se desprende de los siguientes apartes que se transcriben:
 - **Cuando se hace referencia a las plantas existentes se señala:** *“En esta subasta, la demanda estacional se subastaría para cada temporada (verano e invierno), descontando los OEF asignados previamente, como se hace hoy. Sería subastado con una anticipación mínima de tres años y con un precio máximo igual al precio de cierre de la última subasta. De esta manera, sería posible obtener un precio de mercado a través de un mecanismo competitivo.”* Según este texto, los productos estacionales se aplican a las plantas existentes.

Descripción de la Propuesta del Foco 1 de Ajustes al CxC (Cont.)

- **Cuando se refiere a las subastas en general se señala:** *“Las subastas de Obligación de Energía Firme venderán productos diferenciados por la temporada del año en que se realiza la entrega. La creación de productos estacionales está diseñada para permitir que fuentes de energía específicas vendan cantidades estacionales de energía firme que el recurso pueda proporcionar en esa estación del año.”*. Según este texto, los productos estacionales se aplicarían a todas las plantas, tanto nuevas como existentes.
- **Cuando se refiere a las subastas de plantas nuevas se señala:** *“se subastaría de la misma forma que se hace hoy”*. ¿Quiere decir sin productos estacionales?

✓ De entenderse que los productos estacionales se aplican a todas las subastas, se estaría ante ciertas complejidades que se abordan adelante, relacionadas principalmente con un problema de coordinación entre subastas, así como de estructuración de nuevos proyectos que permitan una determinada combinación de productos estacionales.

▪ La demanda objetivo para cada una de las subastas y de los productos estacionales sería definida por la UPME. Al igual que los otros elementos de la propuesta, adelante se elabora sobre la complejidad que este proceso puede implicar.

▪ Las subastas se realizarían con mínimo tres años de anticipación.

▪ **Para plantas con líquidos propone:** *“Para las plantas que se consideran como reserva y utilicen líquidos se podría contemplar una asignación regulada hasta un período de 10 años con un valor igual al de la subasta realizada en febrero del 2019, si sustituyen líquidos por gas, es decir si sus OEF las respaldan con gas mediante contratos de acceso a una planta de regasificación más los costos fijos de transporte de gas; esta decisión obedecería a una política energética que promueva el desarrollo del mercado de gas.”*. Al respecto surgen algunos interrogantes que se tendrían que analizar:

✓ De acogerse esta propuesta, ¿cuánta capacidad de respaldo restante quedaría para someterse a subasta?

✓ ¿Entrarían dentro de las plantas de reserva a participar en la subasta las plantas de Grupo Térmico?

✓ ¿Se consideran estas plantas también de reserva?

✓ En consecuencia ¿Se justificaría pensar en una subasta para plantas de reserva?

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 —●

Premisas del Foco 1 que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC

- El Foco 1 asume como cierta la siguiente premisa para determinar la remuneración por confiabilidad a las plantas existentes, a la vez que se plantea algunos interrogantes, sobre las cuales no elabora las respuestas, pero que convierte en supuestos válidos para apoyar la propuesta. A continuación se transcriben del informe del Foco 1 los apartes relevantes y se procede a su análisis para efectos de poder extraer conclusiones y recomendaciones.

“Este grupo de plantas existentes en más de un 95% han operado un tiempo superior a los 20 años y si se cuantifica el costo que se les ha pagado por el MW firme, desde 1996 que se creó el cargo por capacidad, se encuentra que a precios de hoy (con una tasa de descuento del 5 %) se ha remunerado una cantidad mayor al CAPEX de la más costosa de ellas. Si bien el beneficio/costo para el consumidor ha sido mayor que uno, la pregunta que surge es si esta alternativa de remuneración ha sido la más eficiente para el consumidor. De los diferentes valores de remuneración se concluye que el cargo por confiabilidad no remunera un bien público homogéneo sino que busca reconocer parte de los costos de inversión a las plantas de respaldo, considerando como respaldo todo el parque instalado.

La primera pregunta que surge del numeral anterior es si todas las plantas existentes son de respaldo y deben ser tomadoras de precio de una subasta donde se busca remunerar el CAPEX más eficiente de plantas nuevas buscando de esta forma remunerar la capacidad de generación de respaldo que trata el artículo 23 de la ley 143 de 1994.

La segunda pregunta que surge es si al pagar la misma remuneración a las existentes hidráulicas y a las térmicas no se crea mayor asimetría en la competencia de los mercados de corto plazo y de contratos.”.

(Subrayado fuera de texto)

- Como se puede apreciar del texto anterior del Foco 1 se desprende que:*
- ✓ Se cuestiona que sea eficiente que a la plantas existentes con más de determinado número de años se les remunere con el precio del CxC de la última subasta.
- ✓ Se afirma, equivocadamente en nuestro criterio, que por existir diferentes precios del CxC no se está valorando un bien público homogéneo.
- ✓ Introduce una discusión respecto a si todas las plantas existentes son de respaldo y si deben ser tomadoras de precio.
- ✓ Afirma, equivocadamente en nuestro criterio, que lo que se busca con el precio de la subasta del CxC es remunerar el CAPEX más eficiente de plantas nuevas de respaldo, interpretando el artículo 23 de la Ley 143 de 1994.
- ✓ Plantea como interrogante, sin elaboración alguna, si pagar la misma remuneración a hidráulicas y a térmicas existentes puede crear mayor asimetría en la competencia en el corto plazo y en el mercado de contratos.
- A continuación se elabora sobre los anteriores supuestos, afirmaciones y planteamientos del Foco 1.

**No deja de llamar la atención que para reforzar la premisa el Foco 1 tome una tasa de descuento que a todas luces está alejada de la tasa que utilizan los inversionistas en el mercado eléctrico colombiano.*

¿Es Eficiente Pagar a Plantas Existentes el Precio de la Última Subasta?

- El Foco 1 reitera y complementa la siguiente premisa que supone válida:

*“..., el CxC no tiene una remuneración uniforme para todas las plantas y su objetivo es remunerar parte de los costos de inversión, garantizar la disponibilidad de recursos cada hora del año y exigir que entreguen su OEF cuando el precio de bolsa excede el precio de escasez. **Por lo tanto, no es eficiente para el consumidor que a las plantas existentes, la mayoría de las cuales tienen más de 20 años, se les pague el precio de cierre de la última subasta ya que sus necesidades de inversión no son iguales a las de una nueva planta.**”*

Por lo tanto, desde el punto de vista económico, se recomienda realizar una subasta donde se garantice una formación eficiente de precios. En esta subasta, la demanda estacional se subastaría para cada temporada (verano e invierno), descontando los OEF asignados previamente, como se hace hoy. Sería subastado con una anticipación mínima de tres años y con un precio máximo igual al precio de cierre de la última subasta. De esta manera, sería posible obtener un precio de mercado a través de un mecanismo competitivo. Los productos energéticos firmes también permitirían distinguirse según la estación del año para abordar la naturaleza estacional del suministro de energía hidroeléctrica y poder aprovechar los beneficios que brinda la complementariedad.” (subrayado y negrilla fuera de texto)

- A partir de la definición de Cargo por Confiabilidad de la R071/2006, *“Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces”* se concluye sin justificación alguna, que no es eficiente para el consumidor que se le pague a las plantas existentes el precio de cierre de la última subasta, dado que ya tienen más de 20 años de operación, y, por lo tanto, sus necesidades de inversión son distintas de las nuevas.
- El anterior argumento del Foco 1 va en contravía de la teoría microeconómica que explica que en un mercado competitivo los recursos se remuneran según el costo de oportunidad de servicio que se presta, en este caso, el de confiabilidad del sistema.
- Ese ha sido el fundamento sólido del primer Cargo por Capacidad, del Cargo por Confiabilidad, y de innumerables MSRLP.
- Incluso, en monopolios naturales regulados, es usual la aplicación del concepto de costo de reposición y el costo de reposición depreciado. En la regulación de la CREG abundan los ejemplos.

¿Es Eficiente Pagar a Plantas Existentes el Precio de la Última Subasta? (Cont.)

- La remuneración de la confiabilidad a las plantas existentes con un valor o precio igual al de plantas nuevas es algo que ha sido usual en los MSRLP sin que ello haya sido calificado, y demostrado, como un enfoque económico que conduzca a la ineficiencia.
- El reconocimiento a las plantas existentes del último precio de cierre de la subasta del CxC, no es otra cosa que reconocer el costo de oportunidad de la confiabilidad, el cual es fijado por el precio de cierre de la subasta, que desde luego, lo fijan las plantas nuevas.
- En 2006, también se dio la discusión sobre si se debería pagar el precio de cierre de las subastas a las existentes, por lo cual, es relevante revisar la argumentación de ese entonces.
- Desde el inicio de la discusión de propuestas para el CxC en 2004, la CREG identificó que la **señal de precio de equilibrio de largo plazo** también se requería para las plantas existentes que suministraran el producto de confiabilidad definido, el cual, es un producto homogéneo, pues se trata de una OEF respaldada con ENFICC.
- Es así como en las primeras propuestas sobre el CxC, la CREG visualizó que la confiabilidad corresponde a un concepto de mediano y largo plazo (D.CREG038/2004 soporte de la R.050/2004). Igualmente, visualizó que el precio de la confiabilidad también debía responder al precio de equilibrio de largo plazo que resulte del mercado. Adicionalmente, expresó la CREG que tal señal de precio permitiría el flujo de caja necesario para los proyectos existentes y los nuevos. Es decir, bajo condiciones de equilibrio, la señal de largo plazo es considerada eficiente para asegurar la confiabilidad requerida por el sistema, permitiendo la entrada de nuevos generadores y permanencia de existentes:
 - ✓ “(…) Esta señal económica, permite disminuir incertidumbre sobre flujos financieros esperados de caja para proyectos existentes y para proyectos nuevos, de forma tal que se tengan señales de largo plazo como incentivo a la instalación de nueva generación en el país y a la permanencia de la existente.”
 - ✓ “(…) En general en un mercado de energía se identifican externalidades que generan costos (racionamiento) y producen beneficios (confiabilidad), y el pago por confiabilidad pretende internalizar estas externalidades cobrando a los usuarios el valor de la confiabilidad que desean y pagando a los generadores por el beneficio que se obtiene de la confiabilidad que brindan. En la medida en que se logre internalizar las externalidades identificadas, que hacen el mercado inestable e ineficiente, a través de un pago por confiabilidad, se logra que el precio que pagan los usuarios (energía y confiabilidad) correspondan al precio de equilibrio en el largo plazo en un mercado perfecto”¹

1) Documento CREG 038/2004, soporte de la R,050/2004.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 —●

¿Es Eficiente Pagar a Plantas Existentes el Precio de la Última Subasta? (Cont.)

- En 2006, Peter Cramton propuso un precio único (como efectivamente quedó), y que el precio de las subastas de entrantes se aplicara a los existentes. En 2015, al describir el CxC, Cramton señaló que el mecanismo no discrimina a los existentes, lo cual es importante:

“...Importantly, both existing and new resources receive the same prices in the long run. There is no discrimination against existing resources.”

- **El que a las plantas existentes se les reconozca el precio fijado por las plantas nuevas, asegura que aquellas plantas existentes que sean ineficientes, tengan que retirarse del mercado.**
- Igualmente la CREG, de acuerdo con un amplio análisis elaborado en el documento soporte de la R.43/2006 (propuesta formal de CxC), concluyó que no era conveniente realizar una subasta para nuevos y otra para existentes, por el contrario, una única subasta:

“Recomendación de Subastas para Nuevos y Existentes:

*Considerando los análisis anteriores y dado que la obligación de energía firme busca ser una de las fuentes de remuneración de la inversión necesaria para brindar la confiabilidad requerida por el Sistema, **no parece recomendable la realización de subastas independientes para generadores existentes y nuevos**; por el contrario, se debería realizar una única subasta en la que participen ambos tipos de generadores.”* (Subrayado fuera de texto)

- La R.071/2006, basándose en la argumentación conceptual y teórica de la CREG, así como en la recomendación de Cramton, dispuso que el precio que se pagaría a las plantas existentes fuera el de la última subasta de entrantes.
- Sin perjuicio del principio anterior que fundamentó el actual diseño del CxC, a raíz de las presiones de algunos sectores sobre la escasez de contratos a “precios eficientes” argumentando que parte importante de la ENFICC era de térmicas de altos costos variables, la CREG presentó varias propuestas para modificar la asignación a prorrata en el Doc.077/2014 (así se reconoce en el Doc.030/2017 -pg.7- soporte de la R.055/2017).
- La creencia de que las térmicas de altos costos variables eran las causantes del problema de oferta insuficiente de contratos a largo plazo a precios “razonables”, condujo a la CREG a centrarse en modificar la asignación de OEF administrada bajo el argumento de favorecer a las plantas más eficientes. Indicaba la CREG, en el Doc.030/2017, que en el Doc.077/2014 presentó “las propuestas posibles”, sin que dentro de las “posibles” se hubieran podido identificar otros ajustes producto de una evaluación integral del mercado de contratos y del CxC. (*). **Es decir, no se dio una evaluación y discusión integral y profunda del diseño del mercado en cuanto al CxC, los contratos de largo plazo, la Bolsa y la política energética (por ejemplo, de participación de las FNCER).**

(*) El PND 2014-2018 estableció como directriz para la CREG la adopción de medidas para la sustitución de combustibles líquidos, lo cual, se ha definido en la nueva regulación sobre el Precio Marginal de Escasez al limitarlo en el futuro al GNI previendo la nueva planta de regasificación en el Pacífico.

¿Es Eficiente Pagar a Plantas Existentes el Precio de la Última Subasta? (Cont.)

- Los expertos contratados por la CREG en 2016 (Harbord, Pagnozzi y De Castro), coincidieron en que no se debía limitar la participación de tecnologías por sus costos variables. Es así como, si se observa el despacho térmico en El Niño severo, se encuentra la necesidad de plantas marginales de respaldo. Y en efecto, la CREG abandonó el objetivo de limitar la competencia de ENFICC por los costos variables, manteniendo la neutralidad tecnológica. Así se reconoce en el Documento CREG 030/2017.
- Es decir, la motivación original para revisar la asignación administrada perdió sustento, no siendo ya invocada dentro de los objetivos de la R.055/2017 que propuso las subastas anuales escalonadas para las plantas existentes, propuesta que implicaba dejar de lado el pago del CxC al precio de la última subasta y el mecanismo de asignación administrada. En su momento, el Consultor, en estudio realizado para ANDEG, elaboró una serie de argumentos que se recogen en este documento.
- El objetivo central que prevaleció como justificación de las subastas anuales era el de lograr un precio eficiente de la confiabilidad en el corto plazo, para lo cual la CREG utilizó como soporte principal el documento de Cramton de 2015 el cual se centra en el estudio de la subasta de sobre cerrado como alternativa a la subasta de reloj descendente, pero de manera muy marginal recomienda que la CREG evaluara avanzar hacia un mercado anual.
- El estudio de 2017 elaborado por el Consultor del presente trabajo concluyó que el diseño actual del CxC (sin perjuicio de la problemática de la subasta GPPS, subasta que ya la CREG parece haber abandonado) corresponde a un modelo integral con múltiples elementos como la subasta de expansión, la subasta de GPPS, el Precio de Escasez (cuya problemática fue abordada con el Precio Marginal de Escasez), cálculo de ENFICC, las subastas de reconfiguración, los anillos de seguridad, tomadores de precio, mecanismos de auditorías, etc.
- Adicionalmente, y aún sigue siendo válido, se concluyó que era imperiosa una evaluación integral del CxC, sobre la cual pudiera construirse una propuesta de mejoras y, eventualmente, alternativas de modificación a largo plazo, con una evaluación de costos y beneficios. Dicha evaluación, tal como lo exigen las buenas prácticas de regulación de la OCDE, debe incluir en la estimación de los costos, los impactos sobre los diferentes agentes.
- Finalmente, se debe mencionar que la CREG archivó la propuesta de subastas anuales escalonadas, siendo necesario resaltar que no existe evaluación alguna que demuestre que la remuneración actual a las plantas existentes es ineficiente. Lo anterior se relaciona con el mecanismo de asignación administrada de OEF que se examina a continuación. **En conclusión, no es ineficiente pagar a las plantas existentes el precio de la última subasta.**

¿Es Conveniente Eliminar el Mecanismo de Prorrata para Asignar OEF?

- La propuesta de ajustes del CxC del Foco 1 implica la eliminación del mecanismo de asignación administrada de OEF por prorrata, cuando no es necesaria la realización de subastas para ciertos períodos.
- En 2014, el Documento CREG 077 propuso varias alternativas de modificación del CxC entre ellas: (i) asignación según costos variables, (ii) un esquema híbrido de costos variables y prorrata, (iii) subastas. En 2017 mediante Resolución CREG 055, se propuso un esquema de subastas anuales escalonadas. Todas estas propuestas no prosperaron.
- En todo caso, una eventual eliminación del actual mecanismo de asignación de OEF por prorrata debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:
 - ✓ La prorrata ha tenido un impacto positivo en la confiabilidad, en la medida que incentiva la permanencia de unidades de generación que, ante la incertidumbre de viabilidad financiera bajo otro mecanismo, puedan optar por el retiro (**como en California**). Por ejemplo, la subasta para las plantas con factor de despacho inferior al 20% podría dejar algunas unidades sin remuneración. **¿Estaría segura la autoridad que no son necesarias y que pueden retirarse del sistema?**
 - ✓ A través de la prorrata las plantas que participan absorben el riesgo de sobredimensionamiento de OEF por parte de la autoridad y/o menor demanda.
 - ✓ La valoración de las diferentes transacciones en el sector en generación, han tomado en cuenta la continuidad de este mecanismo. Una modificación del mismo debería tomar un amplio período de transición.
- **Las anteriores consideraciones sirven para ilustrar la gran trascendencia de un ajuste como el propuesto debido al impacto que puede tener sobre la confiabilidad y la percepción de riesgo en el negocio de generación, especialmente en el contexto económico del país.**
- El impacto sobre la confiabilidad no es un tema menor, sobre todo si se tiene en cuenta la gran incertidumbre sobre la entrada de nuevos proyectos, incluido Hidroituango, así como del impacto de la ERV a partir de 2023.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 —●

¿Diferentes Precios de OEF Indican que no se está Valorando un Bien Público Homogéneo?

- Se afirma equivocadamente que por existir diferentes precios del CxC no se está valorando un bien público homogéneo por las siguientes razones:
 - ✓ En primer lugar, se debe partir de la definición del Cargo por Confiabilidad y de los dos elementos claves asociados a la confiabilidad: la ENFICC y las OEF:

“Cargo por Confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

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

Obligación de Energía Firme: Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. ...”

- ✓ Como se puede observar, la definición de ENFICC solamente considera un producto firme, así como la definición de OEF. Adicionalmente, la exigibilidad de las OEF se realiza para todo el SIN, y no existe una confiabilidad diferencial. La existencia de diferentes precios no se origina en que se esté remunerando un bien público no homogéneo, sino en la valoración de ese bien en diferentes momentos del tiempo, así como en los plazos en los que se compromete dicho bien.
- Tal como se verá adelante, el Foco 1 propone un tratamiento diferencial de precio a la confiabilidad suministrada por plantas existentes y nuevas, pero además, propone una categoría especial, consistente en la reserva del sistema. Además de productos de energía firme diferenciados por estaciones: **“compensar cada tipo de capacidad de generación por los servicios únicos de confiabilidad que brinda”**.
- No sobra llamar la atención, que el argumento del Foco 1 implicaría que en el mercado de commodities, el producto tranzado cada día o en cada contrato forward hiciera referencia a un commodity distinto.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 —

¿Todas las plantas existentes no son de respaldo? ¿Hacia un nuevo enfoque?

- Es de advertir que la propuesta de modificación al CxC constituye un cambio conceptual radical en la concepción de la confiabilidad del esquema actual, a la vez que resulta también opuesto al enfoque de confiabilidad que subyace en la propuesta de contratos estandarizados de energía firme, hacia el cual el Foco 1 propone llegar en el diseño ideal.
- En efecto, como ya se indicó, el Foco 1 introduce una discusión respecto a si todas las plantas existentes son de respaldo y si deben ser tomadoras de precio. Esto no es otra cosa que introducir una discusión de fondo a si el enfoque de confiabilidad actual (no nos referimos al mecanismo como tal), en el cual la confiabilidad es un bien homogéneo y el respaldo es dado por todas las plantas en función de su ENFICC, debe ser sustituido por uno donde el concepto de respaldo se predica solamente para algunas plantas, por ejemplo, según propone el mismo Foco 1, aquellas con un despacho promedio en un año inferior al 20%, en todo caso, a ser definido por el regulador.
- Según el Foco 1, la demanda de energía firme de las unidades de generación con factores de capacidad promedio anual de menos del 20% sería determinado por la reserva que el regulador y la UPME consideren adecuada para asegurar la suficiencia de recursos de largo plazo, que a su vez se argumenta, depende de la incertidumbre en la demanda del sistema y la posibilidad de la pérdida de las obligaciones de energía firme de unidades de generación de gran tamaño.
- Esta propuesta implicaría contar con los siguientes análisis para poder apreciar su real conveniencia:
 - ✓ En primer lugar, se debe evaluar y fundamentar por qué se debe cambiar el enfoque actual de confiabilidad para hacer una modificación al CxC, que se considera una transición hacia un enfoque donde la confiabilidad sigue siendo un producto homogéneo.
 - ✓ En segundo lugar, se tiene que entrar a definir qué se entiende por respaldo, por qué un referente del 20% del factor de planta promedio de un año, y cómo afecta este determinado referente la confiabilidad del sistema.
 - ✓ Cómo se considerarían, para el cálculo de las plantas requeridas como respaldo, las plantas con altos costos variables que tienen OEF de largo plazo y aquellas que generan por seguridad.
 - ✓ Cómo se valora el riesgo para los agentes existentes, no solo para la categoría de respaldo sino para el resto, el riesgo de sobredimensionamiento del parque de generación y cuáles son sus implicaciones para la valoración del costo de oportunidad de futuras transacciones en la actividad de generación.
- **Estas consideraciones, y las expuestas en los apartes anteriores (incluido el análisis del caso de California que se desarrolla en capítulo aparte), van sugiriendo con mucha claridad y solidez, que no existe justificación válida para que el sector se embarque en la tarea de modificar el CxC con cambios de tal magnitud, más aún si se considera que se trata de una transición.**

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Implicaciones de Definir Productos Estacionales

- La propuesta de ajustes al CxC realmente introduce un profundo cambio en la definición de ENFICC, tanto en lo relacionado con productos estacionales, como en el producto de respaldo. A continuación se analiza la propuesta de productos estacionales.
- El planteamiento del Foco 1 respecto a una subasta de productos estacionales es el siguiente:

“Por lo tanto, desde el punto de vista económico, se recomienda realizar una subasta donde se garantice una formación eficiente de precios. En esta subasta, la demanda estacional se subastaría para cada temporada (verano e invierno), descontando los OEF asignados previamente, como se hace hoy. Sería subastado con una anticipación mínima de tres años y con un precio máximo igual al precio de cierre de la última subasta... Los productos energéticos firmes también permitirían distinguirse según la estación del año para abordar la naturaleza estacional del suministro de energía hidroeléctrica y poder aprovechar los beneficios que brinda la complementariedad.” (Subrayado fuera de texto)

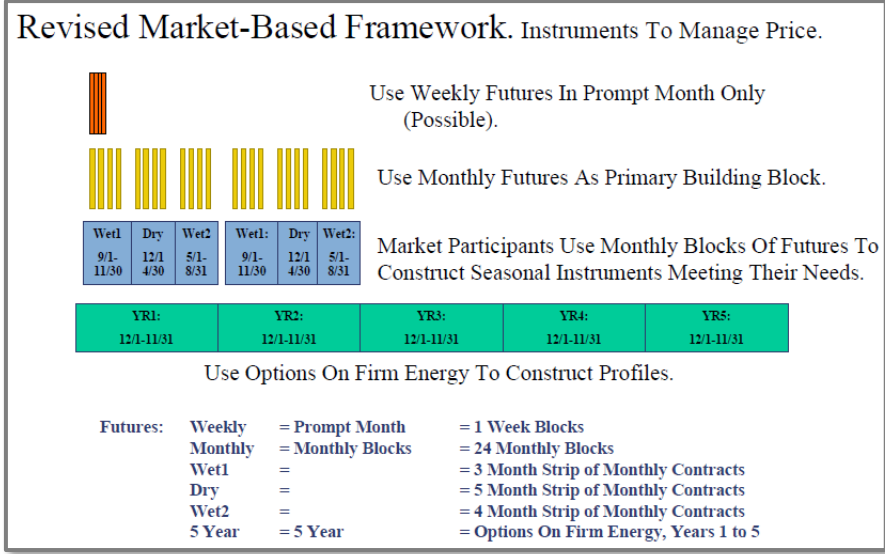
- Como se señaló anteriormente, el documento del Foco 1 es ambiguo respecto a si los productos estacionales aplican solamente a las “otras plantas existentes” (que no incluye las plantas con factores de despacho menores a 20% u otro que se defina), o a todas las plantas, incluidas las nuevas. **Esto por sí solo es todo un punto de análisis y discusión.**
- Por ejemplo, cuál puede ser el impacto sobre las plantas térmicas respecto a las hidráulicas que pueden tener más energía firme en invierno, y tomando en cuenta que las térmicas dependen en mayor medida de la remuneración del CxC.
- Relacionado con los productos estacionales, se afirma que: *“Esta modificación está diseñada para aumentar la habilidad del cargo por confiabilidad para lograr una combinación deseada de capacidad de generación y compensar cada tipo de capacidad de generación por los servicios únicos de confiabilidad que brinda.”* (Subrayado fuera de texto)
- Surge respecto a la anterior sentencia la siguiente pregunta que requiere todo un estudio y profundización:
 - ✓ ¿Cuál es la combinación deseada de los servicios únicos de confiabilidad para establecer la demanda objetivo para cada uno de los tres grupos de plantas?
 - ✓ ¿Cómo se consideraría la articulación de tales servicios entre los tres grupos de plantas?
 - ✓ ¿Acaso el CxC no da actualmente la combinación deseada, la cual va más allá de la estacionalidad?

Implicaciones de Definir Productos Estacionales (Cont.)

- Se argumenta que ello permitiría distinguir según la estación del año para abordar la naturaleza estacional del suministro de energía hidroeléctrica y poder aprovechar los beneficios que brinda la complementariedad.
- Como se puede observar, la propuesta busca crear la oportunidad para que la complementariedad que pueda existir entre la EVR y la generación hidroeléctrica se traduzca en mayor o menor energía firme estacional.
- Sin embargo, sin demeritar la bondad de la intención antes señalada, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - ✓ La complementariedad tendría un efecto principal en la estimación de la energía firme de agentes con portafolio de generación Hidro-ERV.
 - ✓ La CREG tendría que desarrollar la metodología para calcular dicha energía firme así como los requerimientos del tipo de plantas que se incluirían para el cálculo de la complementariedad.
 - ✓ Adicionalmente se requeriría definir los periodos hidrológicos para los cuáles se calcularía dicha complementariedad, para lo cual tendría que tomarse en cuenta la incertidumbre sobre los aportes hidrológicos en el contexto del cambio climático.
- De otro lado, tendría que analizarse cómo se calcularía la energía firme que respaldaría las ofertas para la estación de invierno. Ante la incertidumbre sobre el comportamiento de los aportes hidrológicos, podría llegarse a la conclusión que la ENFICC de las hidroeléctricas para el invierno sería la misma que para el verano, lo cual podría sugerir que la ventaja de contar con productos estacionales se viera reducida significativamente.
- Es importante resaltar, que el objetivo de reconocer la complementariedad entre los recursos renovables puede ser alcanzado en el marco del actual CxC con algunos ajustes al enfoque de la ENFICC que ya se han venido estudiando.
- En este contexto de diversidad de subastas con productos estacionales, la evaluación económica y financiera de un nuevo proyecto sería aún más compleja a como es en la actualidad.

Implicaciones de Definir Productos Estacionales (Cont.)

- La definición y valoración de los productos estacionales a ser vendidos con anticipación y sus implicaciones tiene una complejidad que no puede ignorarse.
- Como referente de lo antes afirmado, basta con consultar la propuesta de modificación del Cargo por Capacidad elaborada por TERA entre 1999 y 2000, la cual contemplaba un conjunto de productos que constituirían todo un enfoque integral de confiabilidad y mercado de energía, con opciones financieras de energía firme a cinco años, complementadas con forwards de energía de diferentes plazos que permitirían manejar las estaciones.
- Los análisis de TERA, que incluyeron varios talleres con los agentes, consideraban la evaluación del impacto sobre el negocio de generación por la volatilidad de los precios.



- Es importante observar en la propuesta de TERA que la opción de energía firme tenía una duración de cinco años de tal manera que siempre tuviera la posibilidad de incluir un Fenómeno del Niño, y adicionalmente, que los productos forward de energía permitían administrar el riesgo entre estaciones y periodos a más corto plazo.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Análisis de la Problemática Asociada con la Demanda Objetivo

- Se señala que la demanda objetivo para cada una de las tres subastas (plantas nuevas, existentes con factores menores a 20% y el resto) la definiría la UPME. Además, como se proponen dos productos estacionales (verano e invierno), la UPME tendría que diferenciarlos.
- La demanda de energía firme de las unidades con factores de capacidad promedio anual de menos del 20% se concibe como una reserva, determinada por la UPME y la CREG, que *“consideren adecuada para asegurar la suficiencia de recursos de largo plazo, que depende de la incertidumbre en la demanda del sistema y la posibilidad de la pérdida de las obligaciones de energía firme de unidades de generación de gran tamaño.”* **Se trata de un cambio conceptual radical en la concepción de respaldo en el sistema hidrotérmico colombiano, que no deja de tener su complejidad. Por ejemplo, ¿cuál sería el criterio para esa reserva? ¿Cómo se consideran las plantas que generan por seguridad con factores mayores al 20%?**
- Este ejercicio de planeamiento requiere un proceso de elaboración especial, si se compara con la definición actual de demanda objetivo que se basa en un pronóstico de energía homogéneo, consistente con la definición actual de ENFICC.
- Es cierto que la idea de contar con productos diferenciados para verano e invierno puede incentivar la complementariedad de las fuentes, sin embargo, tal como se analizó antes, la definición de esos productos puede ser muy problemática e incierta ante los cambios que se vienen observando en los ciclos hidrológicos en el país (por ejemplo el de 2020), además de la incertidumbre sobre el alcance real de la complementariedad de los proyectos de ERV que se encuentran en construcción, algunos de los cuales entran a formar parte del portafolio de generadores con hidráulicas.
- Dada la alta aversión al riesgo de las autoridades, en contraste con la situación actual en la cual el mercado va definiendo la combinación de recursos (con la intervención de la política de FNCER), se estaría agregando un factor adicional de intervención centralizada con la potencial distorsión que ello implica.
- Finalmente, parece difícil imaginar, en este esquema de transición, la complejidad para evaluar los nuevos proyectos, tratando un inversionista de estimar el precio de cierre para cada uno de los productos, y el precio de Bolsa en función de los pronósticos de la UPME para cada estación.
- **Todo lo anterior pareciera estar bastante alejado del objetivo final del Foco 1 de ir hacia un esquema de contratos estandarizados de energía firme.**

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 de la MTE de Modificar el Actual CxC como Transición al Enfoque de Contratos de Energía Firme

- i Descripción de la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1
- ii Análisis de las Premisas que Fundamentan la Alternativa de Ajustes al CxC del Foco 1
- iii Análisis de la Razonabilidad de Definir Plantas de Respaldo
- iv Análisis de las Implicaciones de Definir Productos Estacionales de Energía Firme
- v Análisis de las Implicaciones de Definir la Demanda Objetivo para Cada Producto
- vi Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC del Foco 1

5

Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC

- Del análisis elaborado se concluye que la propuesta de modificación del CxC, como una transición hacia el esquema de contratos de energía firme de largo plazo, presenta las siguientes grandes deficiencias:
 - ✓ En primer lugar, la propuesta se fundamenta en premisas que no son válidas, como:
 - Que pagar el precio de la última subasta a las plantas de generación con determinado período de funcionamiento es ineficiente.
 - Se ha demostrado que existe fundamentación teórica y conceptual que respalda que el esquema actual es eficiente. Sobre esta materia, la etapa de construcción del actual CxC revisó el tema.
 - Por el contrario, la premisa no cuenta con elaboración que la respalde.
 - ✓ En segundo lugar, que pagar diferentes precios por las OEF indica que no se está valorando un bien público homogéneo. Se ha demostrado que la naturaleza de homogeneidad de la confiabilidad que se remunera con las OEF surge de la definición misma del producto, tal como sucede en cualquier mercado de commodities.
- Adicionalmente, la propuesta no cuenta con la elaboración ni claridad suficiente para determinar su conveniencia.
- Sin perjuicio de lo anterior, a continuación se presentan las conclusiones sobre el análisis de los elementos que hacen parte de la propuesta y que permiten dimensionar la complejidad y problemática asociada a la misma.
- **La propuesta constituye un cambio radical en la concepción de la confiabilidad del esquema actual, a la vez que resulta también opuesto al enfoque de confiabilidad que subyace en la propuesta de contratos estandarizados de energía firme, hacia el cual el Foco 1 propone llegar en el diseño ideal.**
 - ✓ Al cuestionar si todas las plantas existentes son de respaldo, se introduce una discusión de fondo si el enfoque de confiabilidad actual, en el cual la confiabilidad es un bien homogéneo y el respaldo es dado por todas las plantas en función de su ENFICC, debe ser sustituido por uno donde el concepto de respaldo se predica solamente para algunas plantas.
 - ✓ Según el Foco 1, la demanda de energía firme de las unidades con factores de capacidad promedio anual de menos del 20% sería determinado por la reserva que el regulador y la UPME consideren adecuada.

Análisis de las Premisas e Implicaciones de la Propuesta del Foco 1 —●

Conclusiones y Recomendaciones sobre la Propuesta de Ajustes al CxC (Cont.)

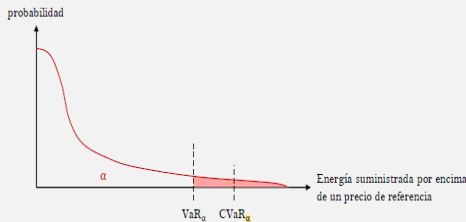
- **Para apreciar en su justa dimensión la propuesta, se tendría entonces que:**
 - ✓ Evaluar y fundamentar por qué se debe cambiar el enfoque actual de confiabilidad para hacer una modificación al CxC,
 - ✓ Definir qué se entiende por respaldo, por qué un referente del 20% del factor de planta promedio de un año, y cómo afecta este determinado referente la confiabilidad del sistema;
 - ✓ Definir cómo considerar, para el cálculo de las plantas requeridas como respaldo, las plantas con altos costos variables que tienen OEF de largo plazo y aquellas que generan por seguridad; y por último,
 - ✓ Valorar para los agentes existentes, no solo para la categoría de respaldo sino para el resto, el impacto del riesgo de sobredimensionamiento del parque de generación y cuáles son sus implicaciones para la valoración del costo de oportunidad de futuras transacciones en la actividad de generación.
- **Si en realidad se quiere ir hacia un esquema de contratos de energía firme estandarizados, no existe justificación para embarcar al sector en un cambio de tales proporciones al actual CxC, que demandará gran cantidad de recursos y de tiempo, y al final no constituiría transición alguna hacia el enfoque final que propone el Foco 1.**

Anexo – Comentarios al Estudio sobre Métricas del CxC

6

Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad

Propuesta PSR – Di Avanti	Consideraciones
➤ Se propone utilizar, como métrica de confiabilidad, la suma de la energía no suministrada y la energía ofertada y suministrada por encima de un precio de referencia, que podría ser el mismo precio de escasez. Este concepto está en la base del diseño de cargo por confiabilidad. ➤ Sin embargo, en la actualidad, el precio de escasez se utiliza para definir el funcionamiento del cargo en el corto plazo y su activación, pero no se aplica en los estudios de confiabilidad del sistema. Lo que se propone es unificar, de alguna manera, el cargo por confiabilidad con los estudios de seguridad de suministro, reconduciendo estos últimos de modo que se rijan por el mismo principio.	➤ Es cierto que la planeación y la activación del mecanismo de confiabilidad tienen criterios diferentes. La confiabilidad en el CxC (concepto del regulador) se logra si se tiene OEF y, por lo tanto ENFICC, iguales o superiores a la demanda objetivo. ➤ Los estudios de planeación indicativa de generación y transmisión (concepto de la UPME) se hacen considerando como aceptables niveles de VERE y VEREC, en los que hay algún riesgo de desabastecimiento. ➤ Por otra parte en la planeación se utiliza el costo de racionamiento y en el CxC el costo de escasez.
➤ Un modelo probabilista requiere la definición de una medida estadística para el estudio del problema. Se propone utilizar el valor en riesgo condicional, o CVaR. ➤ El CVaR representa el valor medio de la cola de una distribución de probabilidad. Si se define la curva de distribución de probabilidad de la energía suministrada por encima de un precio de referencia y se selecciona como cuantil, por ejemplo, el percentil 80, el CVaR será la media de la energía suministrada por encima de un precio de referencia en los escenarios pertenecientes a los percentiles del 80 al 100.	➤ En Colombia la posibilidad de que haya energía no suministrada, que es posible desde los puntos de vista técnico y económico, no es viable desde el punto de vista político. La confiabilidad es del 100% ($OEF \geq \text{demanda objetivo}$). Desde el punto de vista de la oferta, hay una componente probabilística, que tiende a desaparecer, en el cálculo de la ENFICC de plantas hidráulicas.

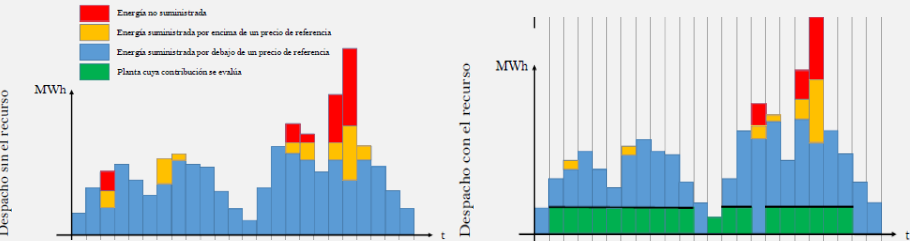


Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad (Cont.)

Propuesta PSR – Di Avanti	Consideraciones
---------------------------	-----------------

➤ La metodología para el cálculo del suministro firme se sustentaría en la misma métrica y en el mismo modelo de simulación. Si el objetivo del regulador es cumplir con el criterio de confiabilidad, es decir, mantener el CVaR de la energía suministrada por encima de un precio de referencia por debajo de cierto nivel objetivo, el suministro firme de cada recurso tiene que medir el impacto de ese recurso en la métrica de confiabilidad y cómo contribuye a alcanzar el nivel objetivo.

➤ La Figura muestra una esquematización gráfica de este enfoque. Se define hora crítica como aquella en la que se suministra energía por encima de un precio de escasez, lo que engloba de forma natural a las horas con energía no suministrada. Si se añade un incremento marginal de capacidad de un recurso, éste puede disminuir la energía suministrada por encima de un precio de referencia (energía coloreada de rojo y/o energía coloreada de naranja). Esa disminución se asimila al suministro firme de ese recurso.



➤ ¿Esto quiere decir que las plantas de generación que tengan costos mayores al precio de referencia (térmicas de acuerdo con el costo de combustible e hidráulicas cuando los costos de oportunidad del agua lo indiquen) no contribuyen a la confiabilidad?

➤ En el CxC hay normas en ese sentido: i) las plantas térmicas que participen en la subasta deben tener costos de combustible menores a la componente de combustible del Precio de Escasez; y ii) se interviene el precio de las plantas cuyo embalse esté por debajo del Nivel de ENFICC Probabilístico.

➤ El enfoque es especialmente útil en los sistemas donde hay problemas de potencia. En sistemas como el colombiano con una alta componente hídrica el problema es principalmente de energía. Puede ser aplicable ya que, cuando hay hidrología crítica, el precio de la energía está por encima del precio de escasez en muchas horas (periodo septiembre 2015 a abril 2016).

Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad (Cont.)

Propuesta PSR – Di Avanti	Consideraciones
➤ Se propone no aplicar granularidad temporal al cálculo del suministro firme (es decir, no calcular suministros firmes mensuales) y definir un valor único para todo el horizonte de planeación considerado por el modelo. Las condiciones de escasez del sistema eléctrico colombiano, en el futuro cercano, seguirán estando relacionadas con años de bajos aportes hídricos. En este contexto, el cálculo de suministros firmes mensuales no aumentaría la eficiencia del mecanismo de confiabilidad, pero sí complicaría su ejecución. Se propone, entonces, mantener el mismo enfoque del mecanismo actual (ahora, en Colombia, cada recurso tiene un único valor de energía firme, no se calcula la energía firme mensual).	➤ En el CxC actual existe el cálculo de energía firme adicional para las plantas hidráulicas, que puede ser vendida en el mercado secundario. Este criterio es válido también para el cálculo de ENFICC, OEF y, por lo tanto, remuneración estacional.
➤ Si se quiere retrasar la implantación de una metodología para el cálculo del suministro firme que dependa de un modelo de simulación, lo único que queda a disposición del regulador para definir este parámetro son los datos históricos de producción de las centrales existentes. Estos datos tendrán que ser utilizados para definir el suministro firme tanto de los existentes como de los nuevos entrantes, con la pérdida de precisión que esto implica.	➤ El CxC soluciona este problema parcialmente: i. La ENFICC de las plantas térmicas depende de la historia (en cuanto al índice de fallas) y de las condiciones de suministro y de transporte de combustible que se garanticen para el futuro; y ii. Para las plantas que utilizan recursos primarios renovables, la ENFICC depende, además del índice histórico de fallas, del comportamiento histórico del recurso primario (agua, viento, sol) y no de la producción de energía.

Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad (Cont.)

Propuesta PSR – Di Avanti	Consideraciones
➤ El CxC es un mecanismo de confiabilidad basado en cantidad y estructurado alrededor de una subasta centralizada que fija la prima del cargo, que representa el precio del producto de confiabilidad en Colombia. El cargo por confiabilidad, además, es un mecanismo avanzado que cubre a la demanda tanto frente al riesgo de insuficiencia de suministro como de escenarios de precios elevados. La opción financiera en la que el cargo está basado permite a la demanda comprar energía al precio de escasez, también cuando el precio de bolsa supera este precio. Esta cobertura financiera, en principio, requiere simetría en el diseño del mecanismo y un balance exacto entre la generación que vende el producto y la demanda que lo compra. De no ser así, en los periodos de escasez, parte de la demanda no estaría cubierta frente al precio elevado o, más simplemente, se generaría un desbalance económico entre los pagos de los generadores y las compensaciones para la demanda.	➤ Es cierto que el CxC es un mecanismo basado en cantidad, esto es, se fija la cantidad a comprar (curva de demanda) y el mercado fija el precio. Esto es así porque existe una entidad idónea encargada de hacer las proyecciones de demanda. ➤ El punto de vista transcrito menciona dos aspectos que se pueden considerar virtudes del CxC actual: i. Además de cubrir la demanda contra el riesgo de suministro en el futuro, la cubre contra precios elevados de la energía en periodos críticos; y ii. El balance exacto es difícil de lograr, ya que supone un acierto perfecto en las proyecciones de demanda. Sin embargo, se tienen las subastas de reconfiguración que permiten hacer ajustes cuando, por cambios en las proyecciones, las OEF sean mayores o menores una nueva demanda objetivo.
➤ Los mecanismos de confiabilidad pueden coexistir con los esquemas de apoyo a las renovables, porque persiguen dos objetivos relacionados, pero diferentes. Un recurso de generación a partir de energía renovable no convencional que esté recibiendo un apoyo económico (si se percibe que esa tecnología necesita un incentivo para ser competitiva en el mercado) puede participar también en el mecanismo de confiabilidad y vender su contribución al objetivo que éste persigue. Lo importante, en este caso, es definir un esquema de apoyo a las renovables que internalice la remuneración del mecanismo de confiabilidad.	➤ Es un punto de vista que puede ser acertado: el hecho de que, en Colombia, las plantas que utilicen FNCER tengan los beneficios de la ley 1715-14 no les debe impedir participar en el CxC. Es muy importante determinar hasta cuando se necesitan los beneficios tributarios, teniendo en cuenta la permanente baja de los valores de inversión para plantas solares y eólicas. ➤ El mecanismo de Tomadores de CxC establecido por la CREG no ha sido exitoso.

Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad (Cont.)

Propuesta PSR – Di Avanti	Consideraciones
➤ De este razonamiento, se puede inferir que el diseño óptimo debería permitir a todos aquellos recursos que tienen un suministro firme positivo participar en la subasta y recibir la prima en concepto de remuneración de la confiabilidad que aportan al sistema, ya que esta es la única manera de que todos estos recursos estén expuestos a las obligaciones que el cargo considera, incluida la opción financiera, y que toda la demanda tenga, entonces, cobertura. ➤ Desde el punto de vista teórico, además, ésta es la única forma de participación que permite cumplir con el objetivo de confiabilidad, ya que asigna compromisos que incentivan a todos los recursos a estar disponibles durante las condiciones de escasez.	➤ Con este planteamiento las PNDC deberán participar plenamente en el CxC, esto es, reciben remuneración de acuerdo con una asignación de OEF y recaudan el CERE.
▪ En general, se observa que la propuesta considera que la confiabilidad requerida se calcule con base en una meta de la suma de la energía no suministrada y la energía ofertada y suministrada que supere un determinado precio que puede ser el mismo precio de escasez (Valor en Riesgo Condicional, CVaR). Esta metodología de calculo puede resultar en una confiabilidad menor a la que hoy se obtiene con el CxC por las siguientes razones: i. Se acepta que haya energía no suministrada y que, eventualmente, no se obtenga respaldo o confiabilidad para una parte de la energía que supere un determinado precio. Hoy el CxC asigna OEF para una demanda objetivo que decide la Creg con base en las proyecciones de la UPME y en la que no queda ninguna parte de esa demanda objetivo descubierta. Desde el inicio del CxC en el año 2006 hasta la asignación por subasta del año 2022 - 2023 siempre se han logrado OEF que cubren la demanda objetivo. ii. Existe el mecanismo de Subastas de Reconfiguración para ajustar las OEF de un determinado año a las variaciones en la proyección de la demanda. Inclusive, estas subastas se están utilizando para reajustar las OEF ante la incertidumbre en la entrada de proyectos con asignación. No es claro como se puede aplicar este mecanismo cuando la meta de confiabilidad se calcule con la metodología propuesta.	

Propuesta de Métricas y Remuneración de la Confiabilidad (Cont.)

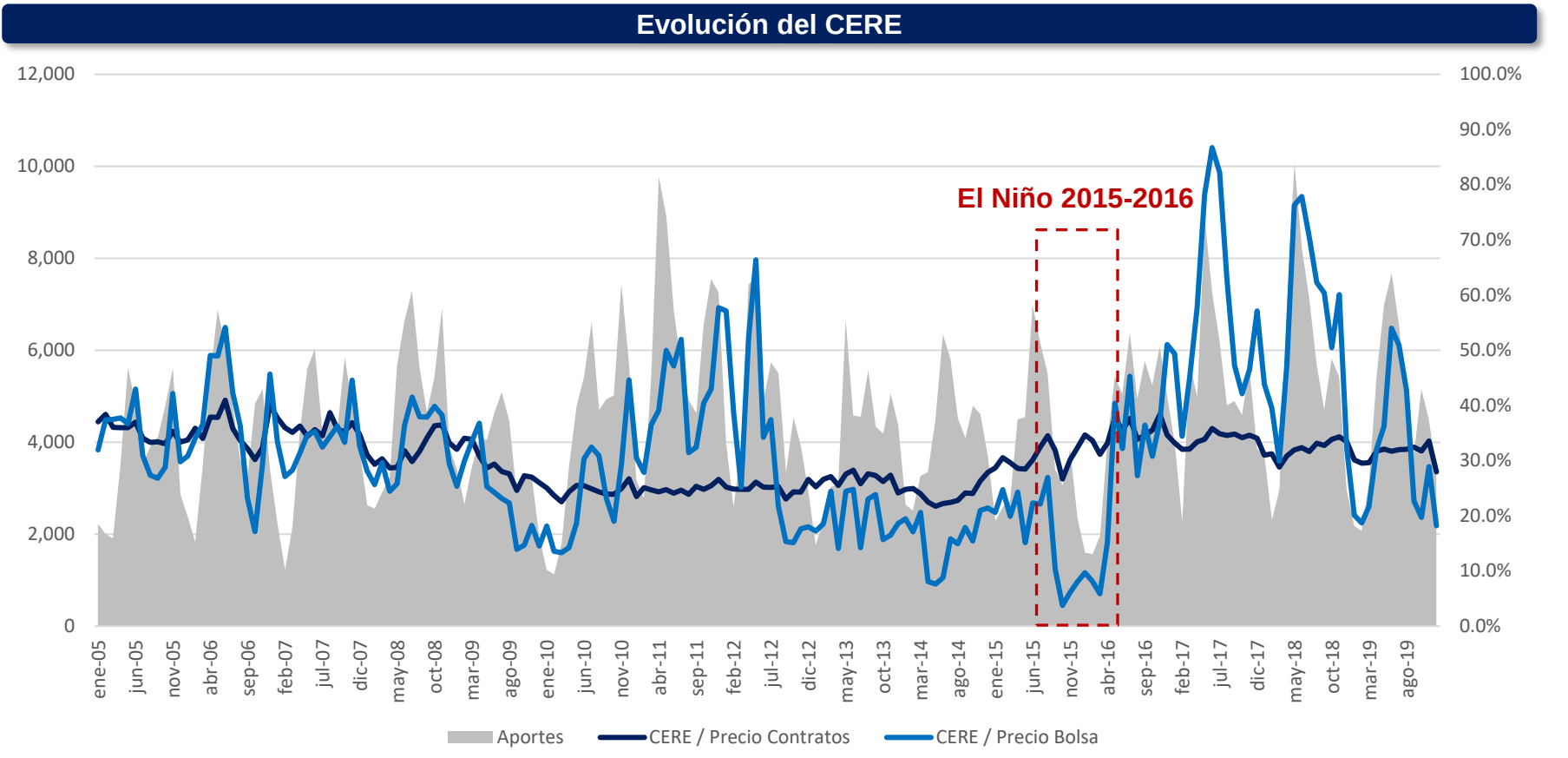
- Además, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:
 - i. El cálculo de la confiabilidad con un modelo, que seguramente utilizará precios de energéticos (incluido el costo de oportunidad del agua) puede no ser compatible con un sistema de precios como el que se utiliza en sector eléctrico.
 - ii. La metodología propuesta es mas apropiada para sistemas que pueden presentar problemas de potencia en horas determinadas del día, por falta de capacidad o disponibilidad de generación. No es el caso del sistema colombiano cuyas necesidades son, principalmente de energía, dada la posibilidad de eventos hidrológicos críticos. En el CxC donde se realizan subastas en las que participan fuentes renovables (relación ENFICC/Energía máxima generable menor a 0,5), el cubrimiento de las necesidades expansión por energía implica que también se cubren las necesidades de potencia.
 - iii. El cálculo de los aportes a la confiabilidad de cada recurso, utilizando la misma filosofía, esto es, los aportes en los periodos en los cuales se supera el valor predeterminado de la suma de la energía no suministrada y la ofrecida a un precio establecido, puede llevar a la asignación de OEF a recursos cuyo principal aporte sea de potencia en detrimento de las plantas térmicas cuyo aporte a la confiabilidad es en potencia y energía.
 - iv. Los precios reales de los combustibles (en el futuro) pueden ser muy diferentes a los previstos en el modelo que calcula el aporte de cada recurso a la confiabilidad.
- El documento de PSR y Di Avanti trata, además los siguientes puntos, con los cuales coincide el consultor del presente estudio para ANDEG:
 - i. Recomienda que no se aplique el cálculo mensual ni estacional de la energía firme y se mantenga el esquema que tiene hoy el CxC.
 - ii. Considera que pueden coexistir los incentivos a las renovables con su participación en los mecanismos de confiabilidad. Anota que lo importante, en este caso, es definir un esquema de apoyo a las renovables que internalice la remuneración del mecanismo.

Anexo – Soportes



Evolución de los Precios en el Sistema

- El impacto del CxC sobre los precios de la energía debe evaluarse integralmente y en un horizonte de tiempo suficientemente largo, más allá de los precios de bolsa durante El Niño. A continuación se muestra la evolución del CERE en función de los precios promedio de contratos y bolsa, y el nivel de aportes de los embalses en el SIN:

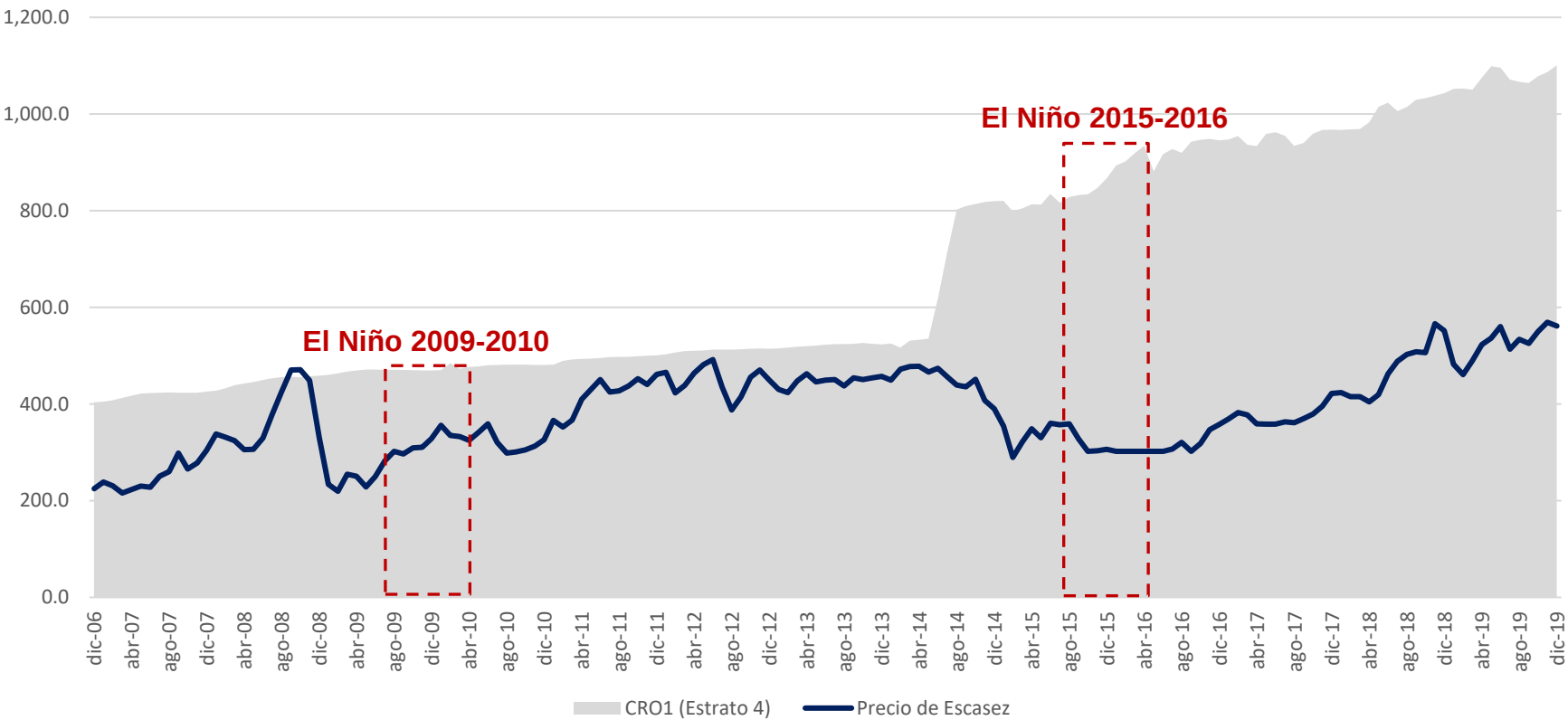


➤ Durante los últimos 15 años, el CERE ha pesado, en promedio, un 30% y 32% del precio de contratos y bolsa en el SIN. Esto es prueba de que el CERE no ha sido un factor de distorsión de los precios en los mercados de corto y largo plazo.

Costo de Racionamiento vs Precio de Escasez

- El esquema del Cargo por Confiabilidad ha logrado que el precio de escasez, y por ende el precio de la energía, se hayan mantenido por debajo del costo de racionamiento.

Histórico Costo de Racionamiento vs Precio de Escasez (COP/kWh)

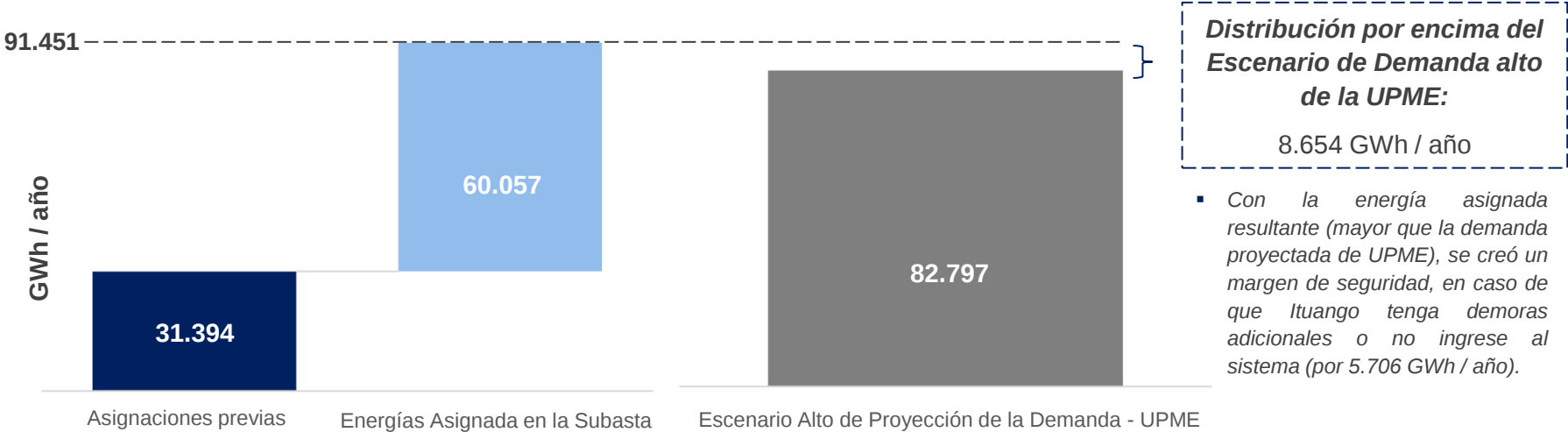


➤ Esto muestra que no es conveniente que el precio del ejercicio sea el Costo de Racionamiento (página 41, MTE Foco 1). El esquema ha funcionado bien, considerando la corrección del Precio Marginal de Escasez.



Resultados Última Subasta de Cargo por Confiabilidad de la CREG

Elemento	Resultados
Precio de Cierre	15,1 USD / MWh
Distribución de la subasta de energía*	60.057 GWh / año
Distribuciones previas	31.394 GWh / año
Total OEFs (2022 – 2023)	91.451 GWh / año
Escenario Alto UPME - Proyección de Demanda (2022 – 2023)	82.797 GWh / año



*Incluye plantas nuevas, plantas especiales y plantas existentes (con proyectos de expansión), así como plantas existentes regulares (también conocidas como plantas "administradas").

- Existe un déficit de energía contratable en la medida que el carbón y los grandes desarrollos hidráulicos (exceptuando Hidroituango) no participaron en la última subasta del CxC.
- Se adjudicaron proyectos de muy bajo costo variable y bajo ENFICC (FN CER), y de muy alto costo variable y alto ENFICC (GN y GLP): **desaparición de la franja media de precios.**

Plantas Ganadoras de la Subasta del Cargo por Confiabilidad

Plantas Ganadoras de las OEF (GWh/año)

Tipo de planta	Hidro (> 20 MW)	Térmica	Solar	Eólica	Total
Plantas Existentes	31.058	16.968*	0	0	48.026
Nuevo Proyectos**	1.278	9.560*	277	916	12.031
Total	32.336	26.528	277	916	60.057

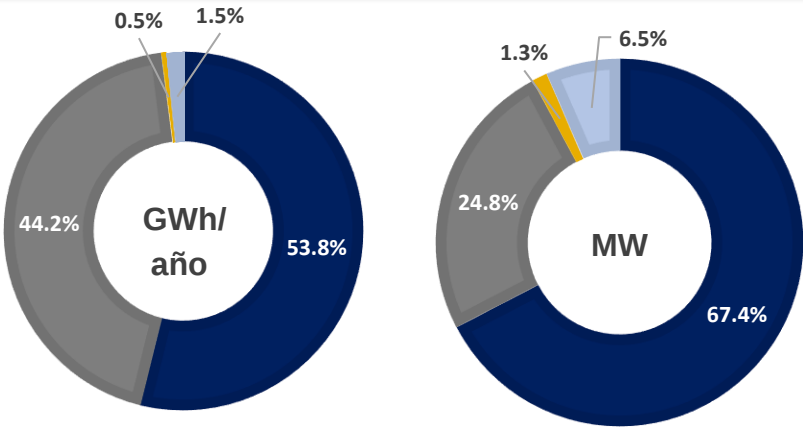
Plantas Ganadoras por Capacidad Neta (MW)

Tipo de Planta	Hidro (> 20 MW)	Térmica	Solar	Eólica	Total
Plantas Existentes	10.669	3.396*	0	0	14.065
Nuevo Proyectos**	1.372	1.035*	238	1.160	3.805
Total	12.041	4.431	238	1.160	17.870

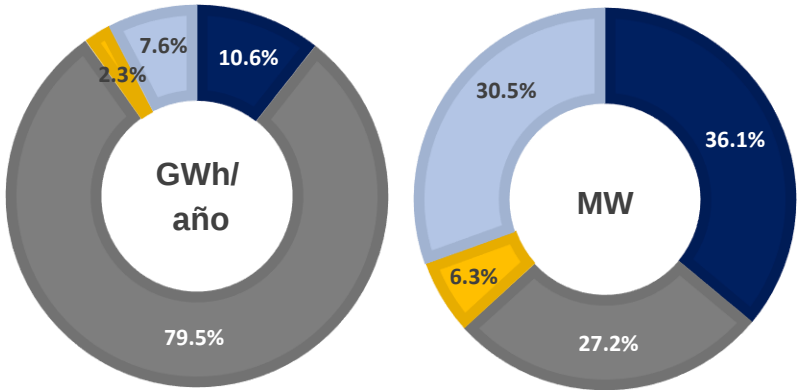
* La capacidad adicional de Termovalle (40 MW; 333 GWh / año), agregada como parte de su expansión, se incluye como Nuevo Proyecto. La capacidad existente restante (205 MW; 1.664 GWh / año) se incluye en Proyectos existentes.

** Los nuevos proyectos incluyen nuevas plantas, plantas Especiales y existentes (expansión).

Distribución por Tecnología



Distribución Nuevos Proyectos por Tecnología



Plantas Ganadoras de la Subasta del Cargo por Confiabilidad (Cont.)

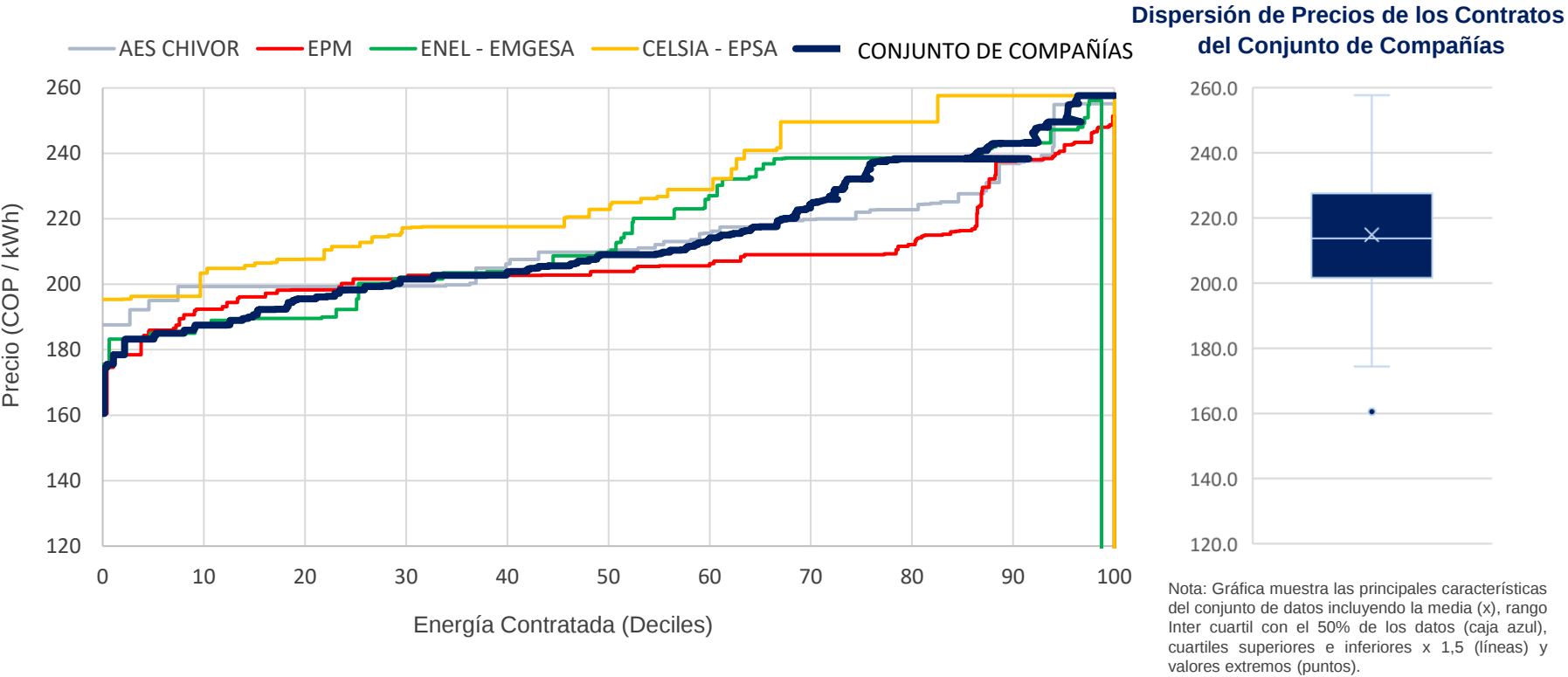
Proyecto*	Tipo de Planta	Capacidad Neta (MW)	Ganador OEFs (GWh/año)	Fecha Inicio de la OEF	Fecha Finalización de la OEF	Tecnología
MAAESTRIA	Nuevo	150	1,051	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
El Tesorito	Nuevo	200	1,664	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
TERMO SOLO1	Nuevo	148	1,037	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
TERMO SOLO2	Nuevo	80	561	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
TERMO CARIBE 1	Nuevo	150	1,051	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
TERMO CARIBE 3	Nuevo	42	294	1/12/22	30/11/42	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPALG3	Nuevo	50	416	1/12/22	30/11/28	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPALG4	Nuevo	50	416	1/12/22	30/11/28	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPALG5	Nuevo	50	416	1/12/22	30/11/28	Térmica - Gas Natural
La Loma Solar	Nuevo	170	191	1/12/22	30/11/42	Solar
Miel II	Nuevo	117	74	1/12/22	30/11/42	Hidráulica
Chemesky	Nuevo	99	74	1/12/22	30/11/42	Eólica
TumaEólica	Nuevo	198	104	1/12/22	30/11/42	Eólica
Eólicapeshi	Nuevo	195	284	1/12/22	30/11/42	Eólica
PARQUE BETA	Nuevo	280	74	1/12/22	30/11/42	Eólica
CASA ELÉCTRICA	Nuevo	176	324	1/12/22	30/11/42	Eólica
PARQUE ALPHA	Nuevo	212	56	1/12/22	30/11/42	Eólica
TERMOVALLE (Expansión)	Existente	40	333	1/12/22	30/11/27	Térmica - Líquidos
TermoEBR (Estación Rubiales)	Especial	19.4	136	1/12/22	30/11/32	Térmica – Líquidos
TermoProyectos	Especial	19.4	136	1/12/22	30/11/32	Térmica - Líquidos
Closing Cycle -Termocandelaria	Especial	241	2,048	1/12/22	30/11/32	Térmica - Gas Natural
El Paso Solar	Especial	68	87	1/12/22	30/11/32	Solar
PESCADERO-ITUANGO	Especial	1,200	1,140	1/12/22	30/11/32	Hidráulica
Escuela de Minas	Especial	55	58	1/12/22	30/11/32	Hidráulica

*Los proyectos resaltados en rojo no cumplieron con los requisitos de garantías establecidos por CREG para ratificar las asignaciones de OEF otorgadas, lo cual desembocó en la pérdida de la asignación.

Oferta en Contratos

- La gráfica a continuación muestra la oferta de contratos para el mercado regulado de CELSIA (EPSA), AES CHIVOR, ENEL (EMGESA), y EPM, entre septiembre de 2019 y agosto de 2024.

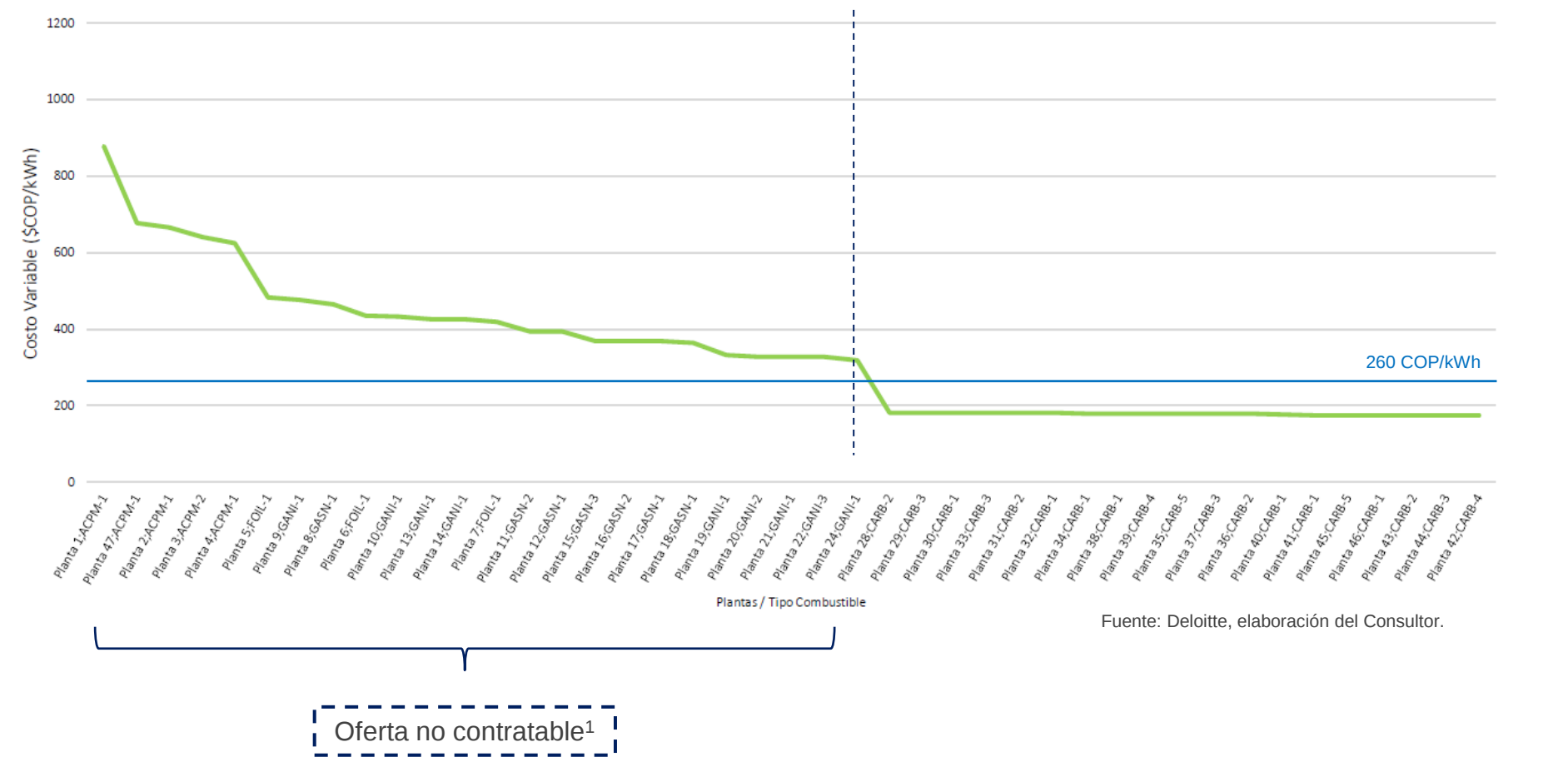
Oferta de Contratos (Mercado Regulado) Sept. 2019 – Ago. 2024



➤ Como se puede ver, más del 40% de los contratos tiene precios entre 200 y 220 COP/kWh, aproximadamente el 30% tienen precios por encima de 220 COP/kWh, y el restante ~30% están por debajo de 200 COP/kWh.

Curva Agregada de Ofertas

Curva Agregada de Ofertas – Mayo 2020



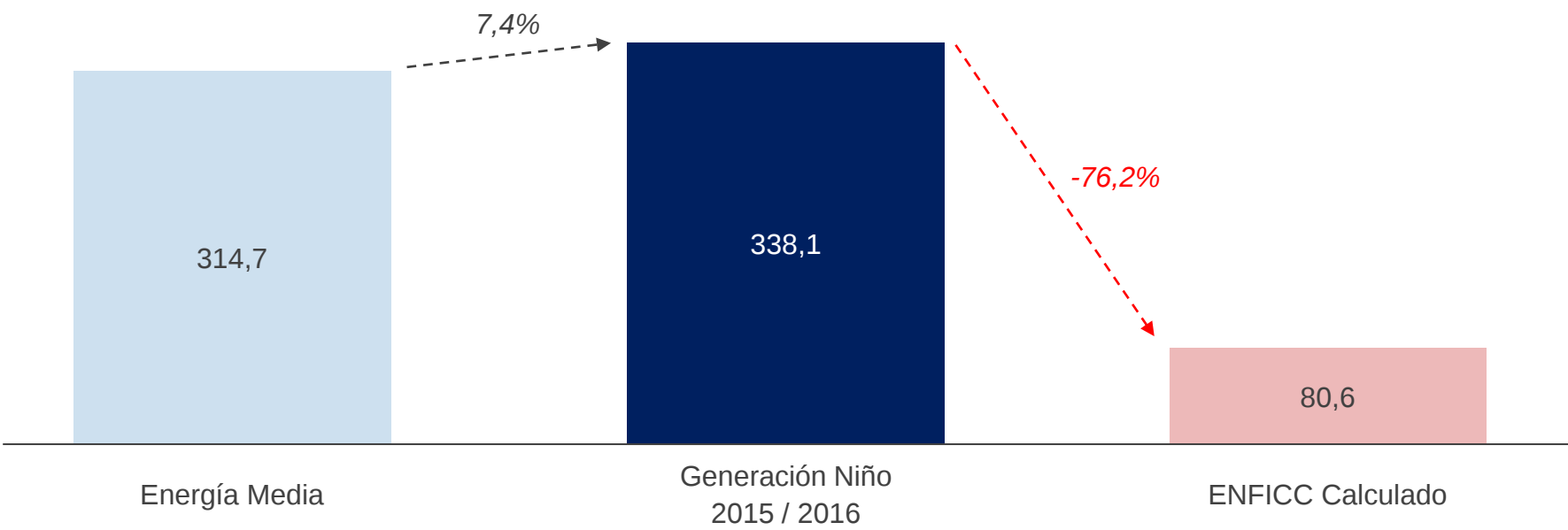
Fuente: Deloitte, elaboración del Consultor.

1. Oferta con precios mayores a 260 COP/kWh, considerando los contratos con precios más altos que firman los agentes en el mercado (favor referirse a la diapositiva anterior).

Cálculo de ENFICC – ACACIA II

- La forma como se calcula en Colombia la **ENFICC para eólicas y solares no cumple estrictamente lo definido en la resolución CREG 071 de 2006**, que establece que la condición crítica del sistema es el de baja hidrología que no coincide con bajos vientos o radiación solar, no capturando los beneficios de la complementariedad de estas fuentes con las hídricas¹.
- La **ENFICC calculada de ACACIA II**, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CREG 167 de 2017, es un **76,2% inferior a la energía teórica** que hubiera generado durante el periodo Septiembre 2015 a Abril 2016 (periodo del Fenómeno de El Niño).

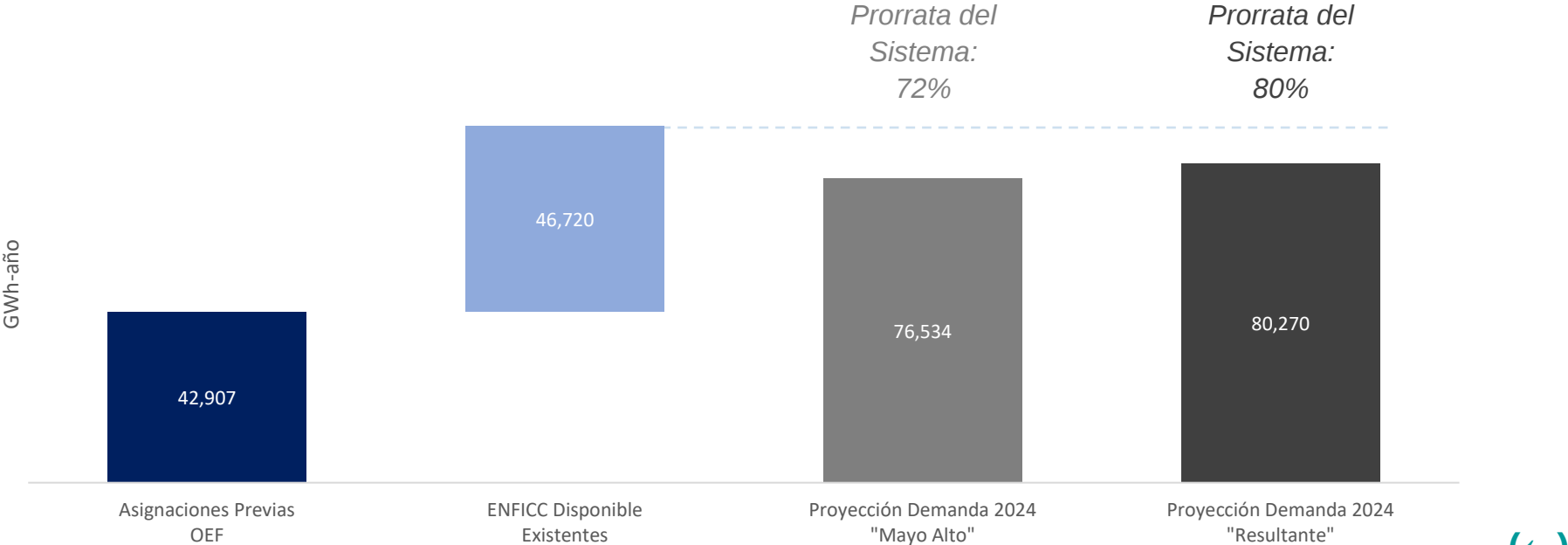
Energía Media vs ENFICC – ACACIA II (GWh)



Cálculo Prorrata del Sistema Periodo 2023 – 2024

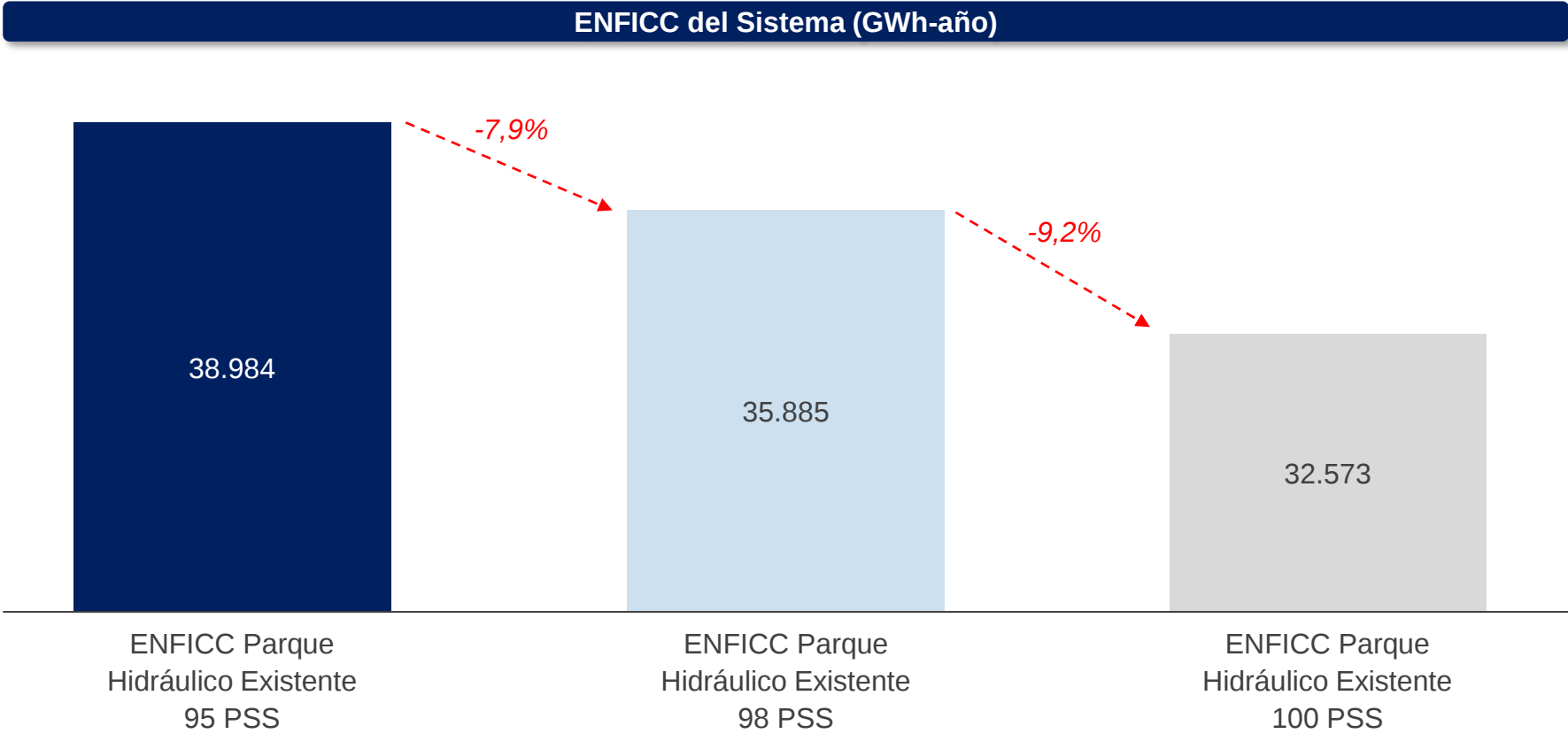
- Como se mencionó anteriormente, al asignar las Obligaciones de Energía en Firme en la última subasta se creó un margen de seguridad, en caso de que Ituango tenga demoras adicionales o no ingrese al sistema (asignación 8.654 GWh / año mayor que el escenario de demanda alta de la UPME).
- Como se puede ver a continuación, se estima que la **prorrata del sistema para las centrales existentes para las Obligaciones de Energía en Firme del periodo 2023 – 2024, está entre el 72% y el 80%**, dependiendo del escenario de proyección de demanda de la UPME (revisión junio, 2020) que se tome.
- El cálculo no considera algunas modificaciones a las variables que pueden afectar el potencial de la OEF de las plantas existentes, tales como aquellas introducidas en la Resolución CREG 194-20.

Prorrata de ENFICC para las OEF Periodo 2023 – 2024



Cálculo de ENFICC Plantas Hidráulicas con 95, 98 y 100 PSS

- La CREG expone en el Documento 075 de 2018, que “...a las plantas nuevas o especiales hidráulicas que se presenten para las asignaciones de OEF a partir de 2022-2023 no se les permitirá una declaración de ENFICC superior a la ENFICC base (100 PSS) ...”.
- Para entender la implicación de este cambio, como se puede ver a continuación, **pasar de 95 PSS a 100 PSS le significaría al parque de generación hidráulico existente pasar de 38.984 GWh-año a 32.573 GWh-año, es decir, una reducción del 16,4% de la ENFICC.**

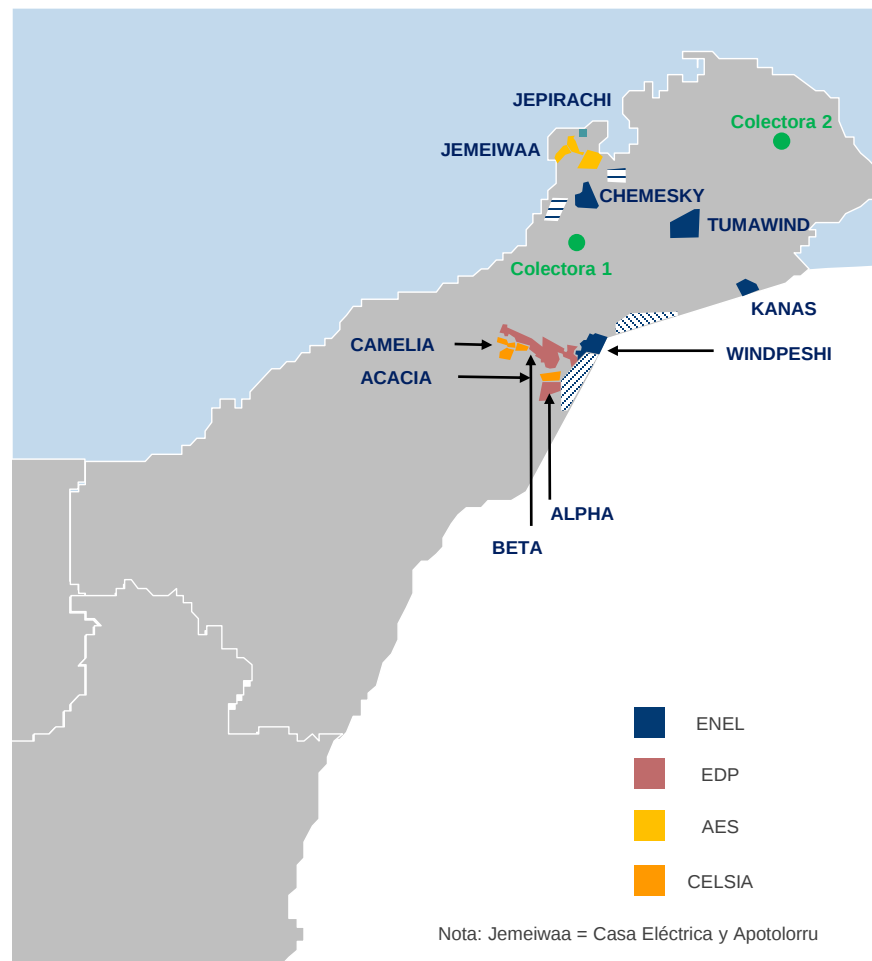


Proyectos Eólicos en la Guajira

Consideraciones

- Problemas logísticos en los puertos.
- Problemas logísticos en el transporte carretero (insuficiencia e idoneidad de vías).
- Problemas con el suministro de agua para las obras civiles que son altamente demandantes de agua (ej., cimentaciones).
- Problemas con comunidades.
- Problemas de disponibilidad para la conexión de nuevos proyectos.
- Algunos proyectos presentan un retraso de un año o más.
- Recientemente, la Procuraduría General de la Nación solicitó **suspender la ejecución del proyecto Colectora 1 y los Proyectos Eólicos en la Guajira**, hasta que se agote el procedimiento de consulta previa de las comunidades étnicas de la zona.

Localización de Principales Proyectos en La Guajira



Principales Actores en el Sector de Generación

Principales Compañías de Generación				Principales Grupos Corporativos				
Sistema Total		17.474 MW	79.407 GWh-Año	54,55 GWh				
Compañía	Capacidad Instalada	ENFICC	Generación 2019	Grupo Corporativo	Capacidad Instalada	ENFICC	Generación 2019	
EMGESA	20,0%	21,8%	15,0%	ENEL	20,5%	22,4%	19,4%	
EPM	18,3%	20,5%	25,4%	EPM	20,2%	21,8%	19,1%	
ISAGEN	17,2%	18,4%	10,8%	BROOKFIELD	17,6%	18,7%	15,3%	
EPSA	6,0%	4,6%	1,8%	SCL ENERGIA	8,3%	6,6%	14,3%	
AES CHIVOR	5,8%	6,4%	3,1%	ARGOS	7,6%	5,3%	4,2%	
TEBSA	5,3%	4,7%	7,9%	NACIÓN	7,0%	7,6%	8,5%	
GECELCA	4,1%	4,7%	4,6%	AES	6,0%	6,5%	3,9%	
ENFRAGEN	3,5%	1,9%	5,0%	GLENFARNE GROUP	3,6%	1,9%	6,6%	
Otras	19,8%	17,0%	26,5%	Otras	9,3%	9,1%	8,6%	

Demanda Objetivo

- De acuerdo a la Resolución CREG 103/18, la Demanda Objetivo se define como la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Periodo de Planeación, **más un porcentaje que fijará la CREG**. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la **proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG**.
- A continuación, se presenta un resumen del cálculo de la Demanda Objetivo para cada una de las Subastas del Cargo por Confiabilidad que han tenido lugar a la fecha:

Subasta 2008

➤ Demanda Objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2012-2013 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en noviembre de 2007, **para el año 2013-2014** (Resoluciones CREG 031/07 y 019/08).

Subasta 2011

➤ Demanda Objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2015-2016 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en noviembre de 2010, sumando los siguientes conceptos (Resolución CREG 056/11 y Documento CREG 041/11):

1. Energía asociada a **300 MW de exportaciones a Panamá;**
2. **Aumento de la demanda por refrigeración y aire acondicionado durante el fenómeno de El Niño.**

Subasta 2019

➤ Demanda Objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2022-2023 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en abril de 2018, teniendo en cuenta (Resoluciones CREG 064 y 104 de 2018 y Documentos CREG 050 y 075 de 2018):

1. **Cambio en la ENFICC** de las plantas hidráulicas al reducir la ENFICC incremental considerando **el 98% PSS.**
2. **Retraso en la entrada de Ituango.**

Concentración de Mercado – IHH

- A continuación, se presenta un ejercicio elaborado por el consultor del grado de concentración de mercado del parque de generación nacional por medio del Índice de Herfindahl e Hirschman (IHH).
- Para tal efecto, se calcula el índice IHH en 2023, sobre la ENFICC y la generación proyectada, y adicionalmente, sobre la energía media para el periodo comprendido entre enero de 2023 y agosto de 2030², bajo dos escenarios:
 - Parque de generación con la composición empresarial actual.
 - Parque de generación teórico en el que las centrales El Quimbo, Ituango, Gecelca 3, Gecelca 32 y Sogamoso, son de diferentes agentes que no tienen otros activos de generación.

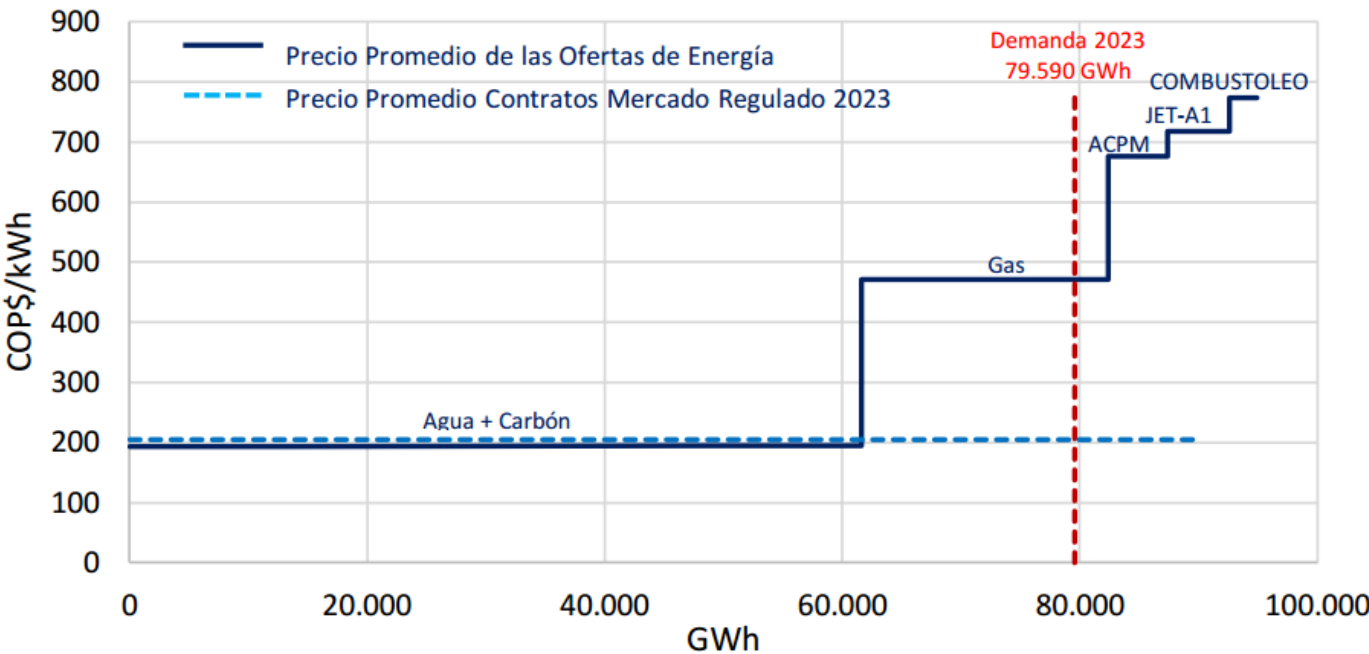


➤ En todos los escenarios simulados, la concentración de mercado calculada sobre ENFICC y generación, es entre baja y moderada.

Curva de Oferta y Demanda

- A partir de la ENFICC verificada y validada en el periodo 2022 – 2023 y de los precios de oferta de energía de los generadores por tipo de tecnología, se construyó la curva de oferta, y se tomó como curva de demanda la proyección de la demanda media de energía eléctrica para el 2023 de la UPME.
- El ejercicio indica una situación que se podría presentar bajo el esquema propuesto para el precio de cierre de las subastas, indicando la necesidad de una evaluación rigurosa de la misma. Como se observa, en un escenario en el que se contrate el 100% de la demanda con base en la ENFICC de la energía hidroeléctrica, se podrían presentar precios de 2,3 veces el precio promedio de los contratos del mercado regulado (COP 205/kWh), equivalente a COP 471/kWh.
- El mayor costo en contratos terminaría en una redistribución de rentas entre los generadores a costa del consumidor, que no vería reducción de precios. Esto se mitiga con el respaldo térmico a contratos de hidráulicas y FNCER.

Curva de Oferta (en función de la ENFICC) y Demanda para el 2023 – Ejercicio Preliminar



Energía Contratable en el MEM

- Se realizó un análisis consistente en estimar la energía contratable a precios competitivos para atender la demanda en 2020.
 - La energía contratable del sistema, disponible según agente generador, se calculó tomando la ENFICC de las plantas hidráulicas y renovables más un 5% (igual al supuesto del Documento CREG 047/2017), y el 100% de la ENFICC de las plantas a carbón y gas en boca de pozo. El resultado de esta operación arroja un valor aproximado de **51 TWh-año de energía contratable**.
 - A dicha energía contratable se le resta un 90% de la demanda no regulada, con lo cual se obtienen **30,3 TWh-año de energía contratable disponible para colocación en el mercado regulado**.
 - Lo anterior implica que actualmente existe **energía para cubrir tan solo el 60% de la demanda regulada** del sistema (30,3 TWh-año para colocación en el mercado regulado, de una demanda regulada total de 50.5 TWh-año).

Estimación de la Energía Contratable y Disponible para el Mercado de Comercialización para Atención de Demanda Regulada

Grupo / Empresa	Energía Contratable Plantas Existentes (GWh-año)	Demanda Comercial No Regulada 2020 (GWh-año)	Demanda Comercial Regulada 2020 (GWh-año)	Energía colocada en mercados UNR (GWh-año)	Energía disponible para otros mercados UR (GWh-año)
EPM	11.658	5.314	19.432	4.753	6.904
ENEL	13.614	4.400	10.590	5.551	8.063
CELSIA	1.880	1.443	2.627	767	1.113
AES	3.041	818	0	1.240	1.801
BROOKFIELD	9.852	4.038	0	4.017	5.835
NACIÓN	6.259	170	1.594	2.552	3.707
SCL ENERGIA	234	0	0	95	139
SOLARI	2.603	0	0	1.061	1.542
STEAG	1.344	0	0	548	796
OTROS	652	6.986	16.283	266	386
Total	51.136	23.168	50.527	20.851	30.285



¿El Fenómeno de El Niño Puede Tener Cobertura?

- Se propone un ejercicio en el que se dividen las centrales de generación existentes, a cierre de 2019, en tres grupos: i) hidráulicas y FNCER; ii) térmicas contratables; y iii) térmicas no contratables.
- Para las hidráulicas y FNCER, se asume que son contratables hasta en su energía media. Para las térmicas contratables, se asume que se pueden contratar hasta su ENFICC.
- Con base en el análisis anterior, se concluye que las hidráulicas y las FNCER podrían contratarse hasta en 1,43 veces su ENFICC. Considerando sus transacciones en contratos en 2019, se puede ver que dichas centrales se contrataron en promedio en 1,29 veces su ENFICC.

ENFICC vs Energía Media

	TECNOLOGÍA	CONTRATABLE / NO CONTRATABLE	CAPACIDAD 2019 (MW)	ENFICC 2019 (%)	ENFICC 2019 (GWh-Año)	ENERGÍA MEDIA 2019 (GWh-Año)
1	HIDRAULICAS & FNCER	CONTRATABLE	12.182,3	35%	37.840,6	54.240,1
2	TÉRMICAS	CONTRATABLE	1.836,9	71%	11.403,3	11.403,3
3	TÉRMICAS	NO CONTRATABLE (NC)	3.562,5	83%	25.908,1	0,0
	TOTAL	N/A	17.581,6	49%	75.152,1	65.643,4
				1'	ENERGÍA MEDIA (-) ENFICC	16.399,5
				3'	ENFICC DISP. TÉRMICAS NC	9.508,6
				3'	% ENFICC DISP. TER. NC	36,7%

Las plantas Térmicas No Contratables 3 , podrían respaldar los 16.399,5 GWh/año (1') de energía que podrían comprometer en contratos las hidráulicas y las FNCER 1 por encima de la ENFICC, con lo cual, la demanda agregada del SIN se podría atender aproximadamente en un 90% con contratos firmes.

¿El Fenómeno de El Niño Puede Tener Cobertura? (Cont.)

- Durante los últimos 3 años, el precio promedio de los contratos ha estado por encima 30 COP/kWh (20%) del precio promedio en bolsa; **las hidráulicas y FNCER preferirían vender toda su energía en contratos y no en bolsa.**
- Asumiendo un precio de contratos y bolsa de 200 COP/kWh, a continuación se muestra una tabla con el resultado de la prima a cobrar en contratos por parte de las hidráulicas y FNCER, en un periodo 10 años, asumiendo que tengan que cubrir el costo variable de generación de una Térmica No Contratable durante periodos de hidrología crítica:

Prima Precio en Contratos – Cobertura Costos Variables de Generación Térmica No Contratable			
FRECUENCIA EL NIÑO (AÑOS)	DURACIÓN EL NIÑO (MESES)	COSTO COMBUSTIBLE (USD/MBTU)	PRIMA CONTRATOS (COP/KWh)
5,0	4,0	8,0	2,3
3,0	4,0	8,0	4,4
5,0	6,0	8,0	3,4
3,0	6,0	8,0	6,6
5,0	4,0	12,0	4,4
3,0	4,0	12,0	8,3
5,0	6,0	12,0	6,4
3,0	6,0	12,0	12,5

- Para las plantas Térmicas No Contratables, prestar el respaldo sólo tendría sentido siempre y cuando el costo de dicho respaldo, mes a mes, cubriera su costo de oportunidad (ventas de energía al precio de escasez durante periodos de hidrología crítica).
- Considerando lo anterior, se calcula la prima adicional al precio de contratos a ser pagada a las Térmicas No Contratables:

Prima Precio en Contratos – Cobertura Térmica No Contratable Costo de Oportunidad Generación en El Niño			
FRECUENCIA EL NIÑO (AÑOS)	DURACIÓN EL NIÑO (MESES)	COSTO COMBUSTIBLE (USD/MBTU)	PRIMA COSTO DE OPORTUNIDAD (COP/KWh)
5,0	4,0	8,0	3,6
3,0	4,0	8,0	6,8
5,0	6,0	8,0	5,3
3,0	6,0	8,0	10,2
5,0	4,0	12,0	1,5
3,0	4,0	12,0	2,9
5,0	6,0	12,0	2,2
3,0	6,0	12,0	4,3

➤ Con primas de entre 3,8 y 22,7 COP/kWh, las Plantas Hidráulicas y las FNCER podrían contratarse por el total de su energía media, y las Térmicas No Contratables estarían dispuestas a prestar el servicio de respaldo.

¿El Fenómeno de El Niño Puede Tener Cobertura? (Cont.)

- Se presenta una sensibilidad, asumiendo un spread entre el precio de los contratos y el precio de bolsa de 30 COP/kWh: mayor ingreso de las hidráulicas y FNCER por pasar de vender la energía del mercado spot al mercado de contratos.
- Como se puede ver a continuación, las primas pasan de los 2,3 a 12,5 COP/kWh presentadas anteriormente, a primas de entre -6,7 a 3,4 COP/kWh:

Prima Precio en Contratos – Cobertura Costos Variables de Generación Térmica No Contratable			
FRECUENCIA EL NIÑO (AÑOS)	DURACIÓN EL NIÑO (MESES)	COSTO COMBUSTIBLE (USD/MBTU)	PRIMA CONTRATOS (COP/KWh)
5,0	4,0	8,0	-6,7
3,0	4,0	8,0	-4,7
5,0	6,0	8,0	-5,7
3,0	6,0	8,0	-2,5
5,0	4,0	12,0	-4,6
3,0	4,0	12,0	-0,8
5,0	6,0	12,0	-2,6
3,0	6,0	12,0	3,4

- En la medida en que la frecuencia, la duración y la intensidad del fenómeno de El Niño son variables con comportamiento incierto en el tiempo, las Térmicas No Contratables deberían estar en disposición de renunciar a parte de su Costo de Oportunidad a cambio de contar con un ingreso fijo mensual en el largo plazo.
- Por otra parte, el aludido Costo de Oportunidad de Generación en El Niño es probable que se modere (o desaparezca) en el largo plazo con la instalación de las plantas de GNL en el Pacífico y en la Guajira (Foco 2).
- Asumiendo un descuento hipotético del 20% en la Prima del Costo de Oportunidad de Generación en El Niño, las primas totales de los contratos de respaldo estarían entre -5,5 y 11,6 COP/kWh (aprox. 5,5% del MC actual o 5,2% del precio del MC más las primas por costo de respaldo).

➤ El precio final de los contratos de respaldo debería considerar:

- i. **Valoración de riesgo del Fenómeno de El Niño** por parte de las plantas hidráulicas y FNCER para trasladar al precio de sus contratos, considerando competitividad con otros agentes; y
- ii. **En la medida en que el riesgo cambiario no se puede cubrir, los contratos de respaldo tendrían que ser en su totalidad en dólares**, por lo que habría que diseñar un mecanismo para trasladar dicha cobertura y costo de respaldo a la demanda. Esto implicaría, en el extremo, que el 5,2% del precio de los contratos tendría que indexarse en función de variaciones de la TRM.