

---

# Asesoría ANDEG

## Estudio de Propuestas de Modificación del MEM

*Documento 1: Análisis de las propuestas de modificación del Mercado de Corto Plazo*



SUMATORIA



*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 Dos Visiones sobre el Mercado de Corto Plazo
- 2 Análisis de las Propuestas de Despacho Vinculante y Mercado Intradía
- 3 Análisis de las Propuestas sobre SSCC
- 4 Análisis de la Simulación Integrada de las Propuestas
- 5 Discusión sobre la Migración a un Esquema Nodal
- 6 Conclusiones y Recomendaciones sobre las Propuestas
- 7 Anexos



# Dos Visiones sobre el Mercado de Corto Plazo



## Visiones sobre el Mercado de Corto Plazo: Comillas y MTE

- Las propuestas de diseño del mercado de corto plazo cuenta con dos visiones: la de la CREG, materializada en las propuestas finales de Comillas y PSR (para SSCC), y la del Foco 1 de la MTE.

Elementos Clave de Diseño	Comillas y PHC – PSR	Visión MTE – Foco 1
<p>Esquema de Precios</p> <p>y</p> <p>Despacho Vinculante</p>	<p>Continuidad del <b>esquema de precio uniforme</b> del despacho ideal sin red y sin incluir la reserva.</p> <p><b>Despacho vinculante</b> resultante del despacho económico con red: los generadores se comprometen con cierta energía a un precio determinado, si hay desvíos deben cubrirlos, en alguna de las sesiones intradiarias o esperando que XM lo resuelva mediante el mecanismo de balance.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Esquema de precios nodales</b> resultantes del <b>despacho vinculante con red</b> como eje del mercado de corto plazo.</li> <li>• La <b>capa comercial</b> y la <b>capa operativa</b> se encuentran articuladas totalmente.</li> <li>• Reglas de liquidación que garanticen que ningún recurso que se oferte y se seleccione pueda perder dinero por cumplir con las instrucciones de XM.</li> </ul>
<p>Mercados Intradiarios</p>	<p>Dos o tres subastas discretas con despacho ideal y redespacho vinculante a semejanza del día anterior y <b>mecanismo de balance</b>.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado de ajustes o en tiempo real con las desviaciones horarias vueltas a liquidar a precios del mercado en tiempo real (modelo EEUU).</li> </ul>
<p>Servicios Complementarios</p>	<p>Co-optimización con energía para el despacho vinculante.</p> <p>La propuesta corresponde a la de Di-Avanti – PSR.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Co-optimización con energía para el despacho vinculante.</li> <li>• No desarrolla una propuesta como tal de SSCC.</li> </ul>
<p>Implicaciones para la Transmisión</p>	<p>No se elabora al respecto. Se supone la continuación del esquema actual.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se elabora ni discuten las implicaciones del esquema nodal sobre el esquema de transmisión, a pesar que en la hoja de ruta se incluyen los FTR en 2024 – 2025, pero sin elaboración alguna al respecto.</li> </ul>

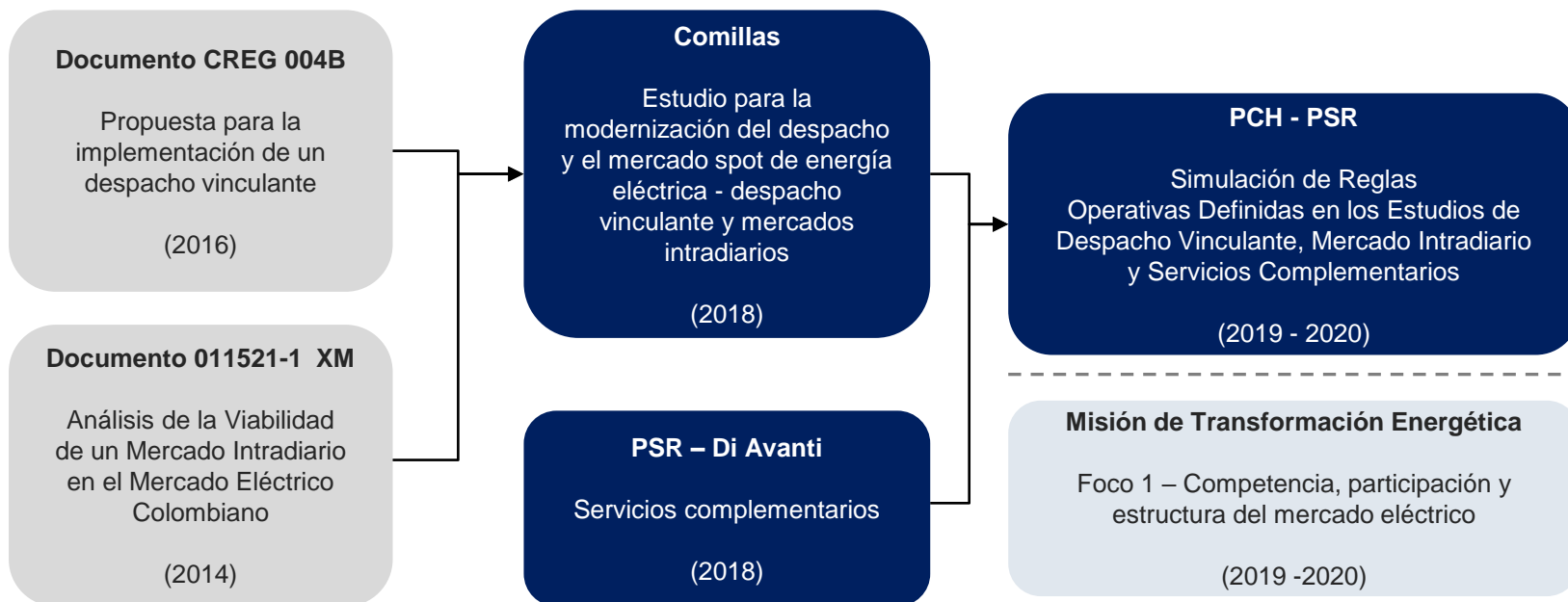
# Análisis de las Propuestas de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario

- i Consideraciones generales
- ii La experiencia internacional
- iii Propuesta de despacho vinculante y mercado intradiario

2

## Consideraciones Generales sobre el Alcance

- El análisis de las propuestas sobre el despacho vinculante y el mercado intradiario toma en cuenta los siguientes documentos:



- Dado que solamente los estudios de IIT-Comillas, Di-Avanti – PSR, y PHC – PSR, elaboraron en detalle sobre propuestas para el mercado de corto plazo, y que el Foco 1 concluye avalando el camino iniciado por la CREG, como parte de una reforma por etapas hacia un “diseño de estado final” que incluye como eje el esquema de precios nodales, con una hoja de ruta que abarca cinco años, el análisis que sigue se centra en los estudios contratados por la CREG.
- Sin embargo, se incluye una discusión sobre la propuesta del Foco 1 de adoptar en el futuro un esquema de cargos nodales, con el fin de contar con una apreciación integral del conjunto de propuestas, y así fundamentar la recomendación sobre la hoja de ruta propuesta por la MTE para el mercado de corto plazo.

# Análisis de las Propuestas de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario

- i Consideraciones generales
- ii La experiencia internacional
- iii Propuesta de despacho vinculante y mercado intradiario

2

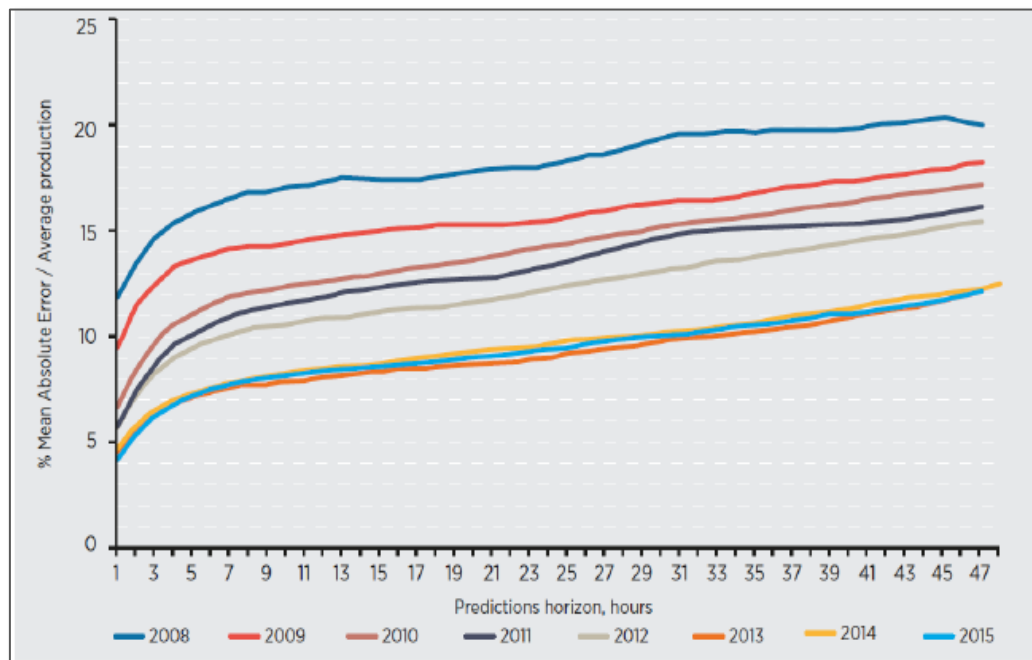
## Experiencia Internacional en el Despacho Vinculante

- De acuerdo con la experiencia internacional revisada por Comillas, el “**despacho vinculante**” se fundamenta en el criterio básico de que la optimización de la operación pasa necesariamente por la asignación de riesgos a aquellos actores que estén en mejor condición para gestionarlos, debido a:
  - ✓ Nadie está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación que el propio generador.
  - ✓ De esta manera, en el mercado diario, los generadores se comprometen a producir una cantidad de energía a un precio determinado y, de no ser capaces de respetar este compromiso, deben cubrir el desvío, bien en alguna de las sesiones intradiarias o esperando que el operador del sistema lo resuelva mediante el mecanismo de balance. El punto clave es que los generadores que se desvían deben sufragar el eventual sobrecoste que este cambio de despacho ocasione.
- **En AL muchos sistemas eléctricos no cuentan con compromisos vinculantes**, diseño que ha sido eficaz en sistemas hidro-térmicos sin muchos cambios en la disponibilidad de los recursos en el horizonte intradiario (y aunque éste fuese el caso, por la alta disponibilidad de recursos hidráulicos flexibles, no se derivaban en costes significativos para el sistema), puede resultar ineficiente con penetración de FNCER elevadas.
- **En Europa, las ofertas suelen ser simples (parejas precio-cantidad, y el mecanismo de casación no considera la red, y el precio que se calcula suele ser uniforme para todo el territorio nacional (con excepciones, como Nord Pool o en Italia)**, por lo que el despacho resultante puede ser no factible, siendo necesario un redespacho posterior al cierre del mercado, en el cual algunos recursos son comprometidos fuera de mérito para evitar la activación de restricciones. La mayoría de los servicios son comprados por el operador del sistema después del cierre del mercado de energía, en lo que se suele definir una adquisición secuencial de energía y reservas.
- **Tanto en Europa como en EEUU los compromisos vinculantes consideran siempre las restricciones de red.**

## Experiencia Internacional en Mercados Intradiarios

- Ante la fuerte penetración de energías intermitentes, se resalta que estas han ganado capacidad de predicción con un día de anticipación, y es en el horizonte intradiario que la predicción se vuelve más fiable.

### Error de Predicción de Plantas Eólicas en España

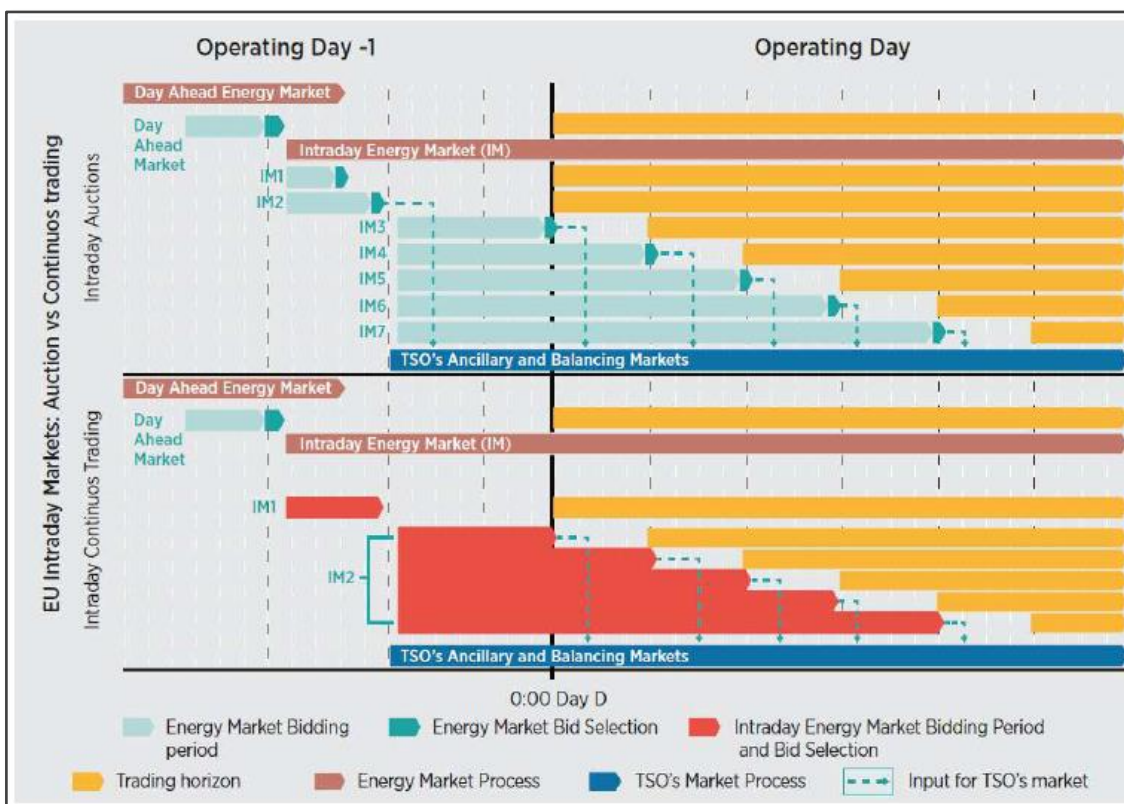


Fuente: Informe 2 de Comillas, tomado a su vez de IRENA, 2017, sobre datos de Red Eléctrica de España

- Por lo anterior, es necesario contar con mecanismos de reprogramación en el horizonte intradiario que permita a los agentes modificar sus compromisos vinculantes, considerando la evolución de sus costos de oportunidad; asignar los costos de los cambios en el despacho a aquellos agentes que los han causado; y, asignar los beneficios para el sistema a aquellos agentes que los han resuelto.
- En consecuencia, se indica que tales liquidaciones intradiarias reducen los desvíos que se registran en tiempo real y, consecuentemente, la necesidad y el costo de los servicios complementarios.**

## Experiencia Internacional en Mercados Intradiarios (Cont.)

- En la Unión Europea (UE), existen mercados intradiarios que permiten a los agentes modificar sus compromisos adquiridos en el mercado diario. La participación en el mercado intradiario no es obligatoria y se considera un mercado de ajuste de las posiciones anteriores.
- En la UE se observan dos esquemas: sesiones o subastas discretas y comercio continuo. **Se argumenta que las subastas aumentan la liquidez del mercado y dan una señal más fidedigna del precio. De otro lado, más subastas dan mayor flexibilidad para ajustar la posición (y posiblemente a menor costo) pero disminuye la liquidez.**



Fuente: Informe 2 de Comillas, tomado a su vez de IRENA, 2017, sobre datos de Red Eléctrica de España

## Experiencia Internacional en Mercados Intradiarios (Cont.)

- Comillas da especial atención al caso de España en la medida que su diseño coincide con las propuestas de la CREG en 2016 y XM en 2014: cuenta con despacho vinculante y subastas discretas, y posee la misma separación entre la capa comercial y la capa operativa que caracteriza al diseño colombiano (la capa operativa despacho programado e instrucciones de operación) y la capa comercial (cálculo de precios y liquidaciones). **Esta separación da lugar a la necesidad de “reconciliar” las dos capas con un ejercicio posterior a la operación del sistema).**
  
- Comillas resume así la experiencia internacional:
  - i. En EEUU el primer mercado que produce compromisos vinculantes es el de un día antes.
  
  - ii. Aunque en la UE prevalecen los mercados de precio uniforme que casan sus ofertas sin considerar la red, en ambos mercados, los compromisos vinculantes tienen en cuenta las restricciones de red.
  
  - iii. En el horizonte intradiario:
    - ✓ **Se afirma que el esquema de *two-settlement markets* de EEUU, el cual es recomendado en el Foco 1 de la MTE, no es una buena referencia porque todos los desvíos se valoran al precio del mercado real, independientemente del momento del día que se producen, lo cual no incentiva a los agentes a estimar y revelar sus programas futuros de manera rápida y eficiente.**
  
    - ✓ Las subastas intradiarias en la UE pueden ser discretas o continuas, o mixtas.

# Análisis de las Propuestas de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario

- i Consideraciones generales
- ii La experiencia internacional
- iii Propuesta de despacho vinculante y mercado intradiario

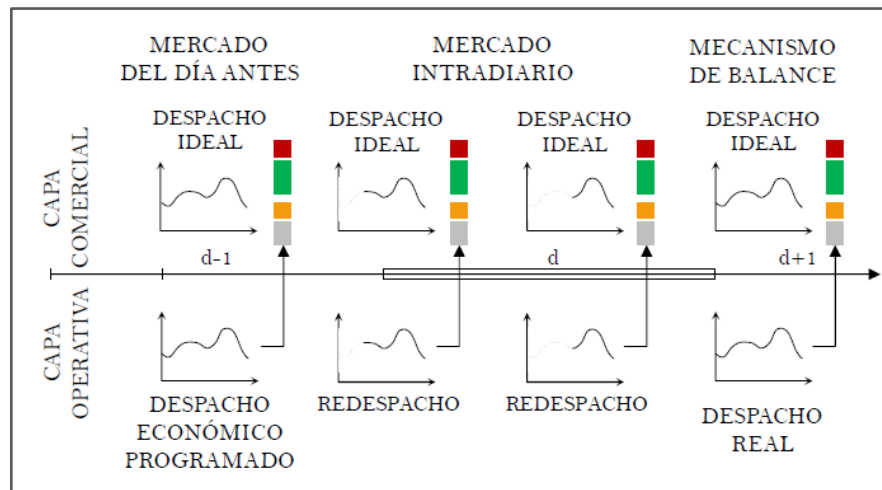
2

## Propuesta de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario

- Comillas se refiere a dos conceptos para elaborar sobre el mercado de corto plazo: i) la capa comercial donde se definen los precios para tranzar la energía; y ii), la capa operativa que determina el despacho tomando en cuenta las restricciones en la operación del sistema eléctrico.
- Se señala que en el actual modelo de bolsa en Colombia la capa comercial (despacho ideal) está totalmente separada de la capa operativa (despacho programado).
- Al respecto, se indica que existen dos alternativas para definir un mercado diario con compromisos vinculantes:
  - ✓ **Mover el despacho ideal al día anterior a la operación**, utilizando, como en el despacho económico programado, las previsiones sobre demanda y disponibilidad de las unidades de generación y calculando un precio uniforme. Esta alternativa mantendría la actual separación entre capa comercial y operativa. Sin embargo, los compromisos vinculantes en la capa comercial tendrán que tener en cuenta las restricciones de red identificadas en la capa operativa.
  - ✓ **Utilizar el despacho económico programado, que ya se lleva a cabo en el día antes, para el cálculo de precios. El despacho económico programado considera las restricciones de red, por lo que su aplicación llevaría al cálculo de precios nodales.** De esta manera desaparecería, hasta cierto punto, la separación entre la capa operativa y la capa comercial **y ya no haría falta un despacho ideal con reconciliaciones posteriores.**
- Enfatiza Comillas que desde el punto de vista de las señales de precio presenta evidentes ventajas, pero significa un cambio importante de paradigma porque desaparece el precio uniforme, que ha sido un elemento fundamental en el sector eléctrico.
- Agrega que las propuestas elaboradas hasta la fecha (CREG, 2016; XM, 2014) no prevén la transición a un sistema de precios nodales y están basadas en la primera de las alternativas presentadas arriba.
- Por lo anterior, el estudio de Comillas sólo considera la primera alternativa, que adelanta el despacho ideal al día antes y que mantiene la separación entre la capa operativa y la capa comercial.

## Propuesta de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario (Cont.)

- Se considera que en el contexto colombiano se debe llevar a cabo una reconciliación después de cada sesión de mercado que sea casada sin considerar la red, **porque sólo esta reconciliación permite definir de manera inequívoca los compromisos de los recursos**. La secuencia de mercado que se quiere introducir ser esquematizada así:



Fuente: Comillas

- En el mercado del día anterior se realiza un **Despacho Ideal** y un despacho económico programado o **Despacho Factible Vinculante**, que toma en cuenta las restricciones de red.
- La casación estará sujeta a reconciliaciones, que permiten identificar qué recursos han sido comprometidos en mérito y cuáles fuera de mérito y establecer los compromisos vinculantes consecuentes, tomando en cuenta las restricciones de red identificadas en el despacho económico programado.
- Las sesiones del mercado intradiario**, independientemente de su número, se llevarían a cabo de una forma parecida, volviendo a casar todo el mercado en un nuevo despacho ideal, **permitiendo a los recursos cambios de ofertas que reflejen la nueva información que se puede producir en el horizonte intradiario**. También en este caso, cada sesión debe ser seguida por la respectiva reconciliación, para definir el tipo de casación y los cambios con respecto a la sesión anterior.

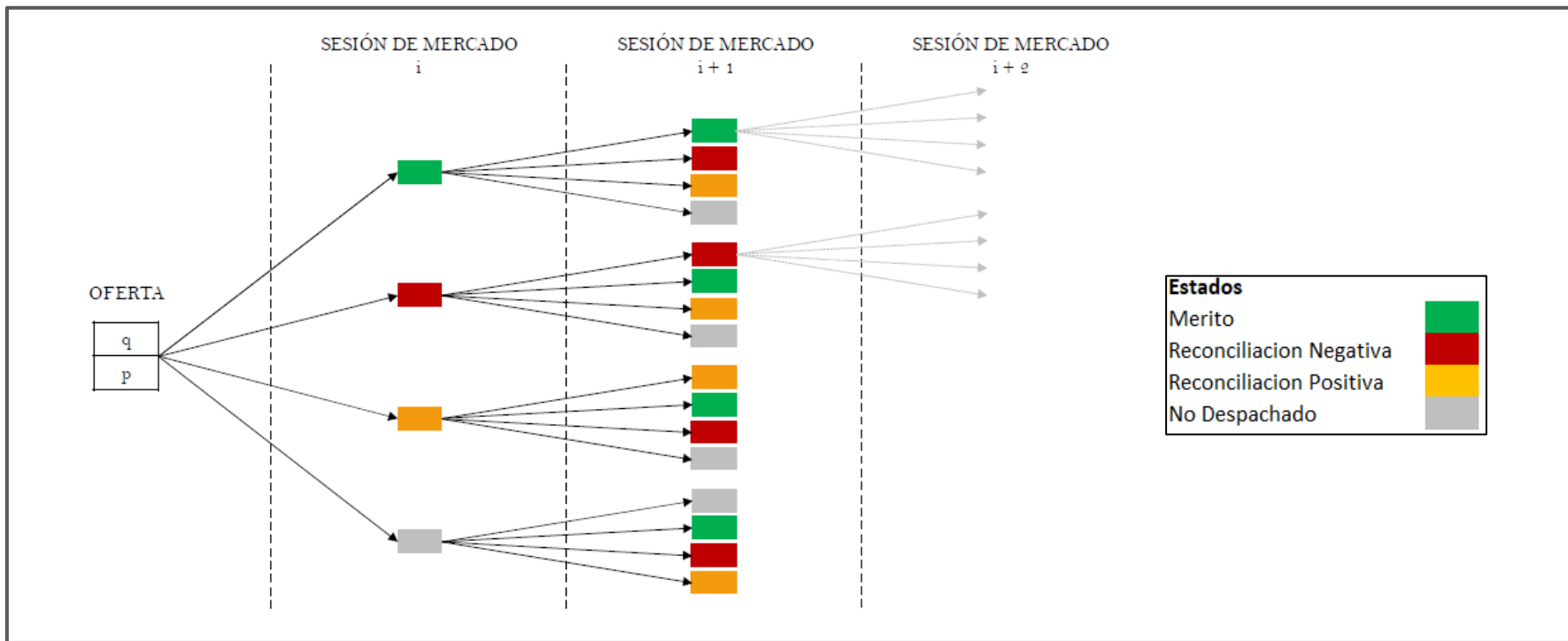
## Propuesta de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario (Cont.)

- Después de la operación, se aplica el mecanismo de balance que permite identificar los desvíos de cada agente con respecto a su posición comercial, el cual se compone de los siguientes aspectos:
  - i. Activación de la reserva asignada en cada sesión.
  - ii. Autorizaciones de XM que pueden corresponder a activación de reserva no asignada (por ejemplo reserva terciaria) o a desviaciones de energía de los recursos disponibles buscando optimización económica.
  - iii. Desviaciones voluntarias o no autorizadas.
- **Parte de los recursos en reconciliación positiva representarían, en este contexto, reservas cuya activación ha sido necesaria.**
- **Parte de los recursos en reconciliación negativa representarían, en cambio, recursos que no han podido cumplir con su compromiso comercial.**
- La liquidación de esos desvíos, tanto los requeridos por el operador como los voluntarios, siguen las directrices que se definen en lo relativo a los SSCC.
- Cualquier cambio de disponibilidad que se registre después del *gate closure* será considerado como un desvío y liquidado por el OS a través del **mecanismo de balance en el tiempo real**. Menor es la frecuencia de subastas intradiarias y mayor será el número de horas en las que un agente no puede actualizar su oferta en el mercado.

## Cambios de Estado entre Sesiones de Mercado

- Para efectos de aplicar las reconciliaciones de energía requeridas entre las distintas sesiones del mercado, es necesario determinar inicialmente el estado en que se encuentra cada una de las plantas con el fin de definir la liquidación que aplica en cada uno de los casos. **Se pueden producir cuatro cambios de estado entre sesiones consecutivas del mercado.**
- Los estados se determinan a partir de la comparación entre los resultados de energía despachada en el **Despacho Ideal (DI)** y el **Despacho Factible Vinculante (DFV)** de cada sesión.

### Cambios de Estado Posibles Entre Diferentes Sesiones de Mercado



Fuente: Comillas

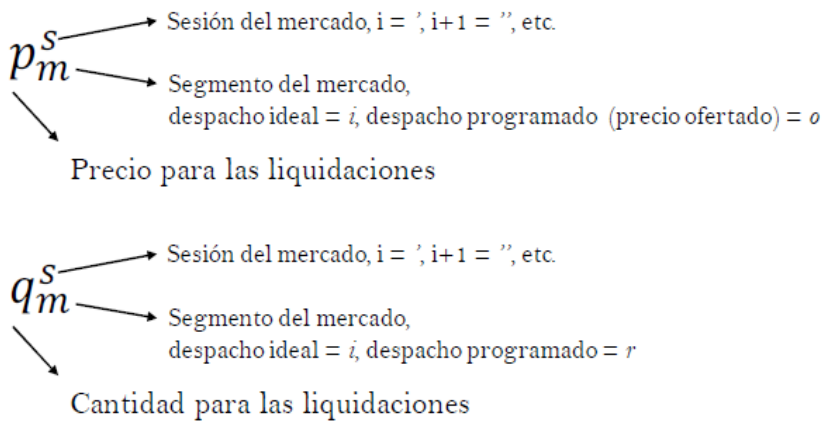
**Liquidaciones Resultantes de los Cambios de Estado**

- Diferentes combinaciones de cambios de estado pueden dar lugar a liquidaciones diferentes. Comillas identifica una liquidación estándar aplicable a la mayoría de cambios de estado, y elabora sobre una casuística de aquellos cambios de estado que pueden dar lugar a varias alternativas de liquidación
- La **Liquidación Estándar** (que corresponde a cambios de estado básicos como se ilustra en la gráfica), se obtiene multiplicando, para cada sesión, la cantidad comprometida en el despacho en el DFV para dicha sesión por el precio del DI. Los precios ideales de las sesiones posteriores a la primera se aplicarán sólo a la diferencia entre la cantidad casada en el despacho programado para la sesión actual menos la cantidad comprometida en la sesión anterior.

**Formulación de la Liquidación Estándar y Ejemplo de Matriz de Cambio de Estado**

Tabla iii. Matriz de cambios de estado básicos

		Sesión i+1	
q			
p			
Sesión i			



$$\text{Liq. estándar} = p'_i q'_r + p''_i (q''_r - q'_r)$$

## Liquidaciones Resultantes de los Cambios de Estado (Cont.)

- La tabla muestra la liquidación recomendada por PHC – PSR para los cambios de estado posibles, incluyendo aquellos casos donde debe aplicarse una fórmula diferente a la liquidación estándar.

### Matriz de Liquidaciones Aplicables a los Cambios de Estado

		Sesión i + 1			
		Mérito	Reconciliación Negativa	Reconciliación Positiva	No Despachada
Sesión i	Mérito	Liquidación Estándar	Devuelve el delta de generación cuando tiene ganancias $Max(0; p_{DI}^i q_{DFV}^i + p_{DI}^{i+1}(q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i))$	Recibe la nueva generación al PR de la nueva sesión $Max(p_{DI}^i q_{DFV}^i; p_{R}^{i+1} q_{DFV}^{i+1})$	Liquidación Estándar
	Reconciliación Negativa	Liquidación Estándar	Liquidación Estándar	Liquidación Estándar	Liquidación Estándar
	Reconciliación Positiva	Recibe la nueva generación al precio de la sesión $p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	Devuelve la nueva generación al precio de la sesión $p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión $p_{R}^i q_{DFV}^i + p_{R}^{i+1}(q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$	<p>Caso 1: el generador es desplazado por otro: devuelve el delta de generación al precio de la nueva sesión.</p> <p>Caso 2: El generador sufre una indisponibilidad; devuelve el delta de generación al precio de la oferta más alta casada fuera de mérito.</p>
	No Despachada	Liquidación Estándar	Liquidación Estándar	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión $p_{R}^i q_{DFV}^i + p_{R}^{i+1}(q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$	Liquidación Estándar

Fuente: Elaborado con base en Informes 3 y 6 de PHC-PSR

- Con base en lo anterior, a continuación se presentan algunas situaciones que pueden ser de particular interés para los generadores térmicos.

## Análisis de Liquidaciones Particulares

- Para efectos del análisis que se presenta a continuación, se caracterizan dos conjuntos de plantas en el sistema eléctrico colombiano: las plantas de la región caribe (fundamentalmente térmicas\*), y las plantas del interior (tanto térmicas como hidroeléctricas). El informe de Comillas menciona que los cambios de estado más frecuentes, considerando las características de la generación y los sistemas de transmisión entre las dos regiones, serán:

### ✓ Región Caribe (norte):

- De generación en mérito a generación no despachada (por indisponibilidad de centrales térmicas).
- De generación fuera de mérito a generación no despachada (por indisponibilidad de centrales térmicas).
- De generación no despachada a generación fuera de mérito (por restricciones en sistema de transmisión).



### ✓ Región Andina (centro):

- De generación no despachada a generación en mérito (aumento en disponibilidad hidráulica).
- De generación no despachada a reconciliación negativa (aumento en disponibilidad hidráulica\*\*).
- De generación en mérito a reconciliación negativa (por restricciones en sistema de transmisión).



\*Y posteriormente también FNCER (aunque el documento de Comillas no es explícito en esta consideración).

\*\*La condición solo se da en la medida que también existan restricciones en la red de transmisión.

## Análisis de Liquidaciones Particulares (Cont.)

- Los cambios de estado anteriores cuentan con las siguientes justificaciones en el estudio de Comillas:
  - ✓ Las operaciones del mercado intradiario le permitirían a las plantas hidráulicas hacer uso de vertimientos aprovechables (cambio de estado, de no despachado, a despacho en mérito).
  - ✓ Las centrales térmicas están más sujetas a fallos que las centrales hidráulicas (cambio de estado, de generación en mérito o fuera de mérito, a no despachadas).
  - ✓ Posibles fallas o restricciones en el sistema de interconexión regional entre las dos regiones que producen un cambio de estado, de no despacho, a generación fuera de mérito (en la región caribe), y de generación en mérito, a reconciliación negativa (en las plantas de la región andina).
- Sin embargo, es preciso anotar que el documento de Comillas, en cuanto a los cambios de estado más frecuentes, no menciona aspectos relevantes con relación a la matriz de generación futura u otras posibilidades que se originan en el mercado intradiario:
  - ✓ El cambio de estado en mérito, a no despachado en la región caribe, no necesariamente será por indisponibilidad de las térmicas, pero por desplazamiento en el despacho ideal por ofertas más económicas (ya sean de recursos hídricos o de FNCER con información actualizada en el horizonte intradiario).
  - ✓ De manera similar a como las centrales hidráulicas podrían cambiar su estado de no despachadas, a generación en mérito, por cuenta del uso de vertimientos aprovechables, las centrales térmicas a gas también podrían disponer de combustible a precios competitivos para realizar nuevas ofertas en el horizonte intradiario, y de esta manera, cambiar su estado de no despachadas a generación en mérito\*.
  - ✓ Si bien en la actualidad la generación en la región caribe es predominantemente térmica, como resultado de la subasta de contratación de energía media de largo plazo del MME, se dará una penetración importante de FNCER en esta región. Lo anterior puede incidir en requerimientos de generación fuera de mérito de las plantas térmicas en la región caribe\*.
  - ✓ Los cambios de estado por las razones antes anotadas se ponen de manifiesto en las simulaciones que se presentan más adelante.

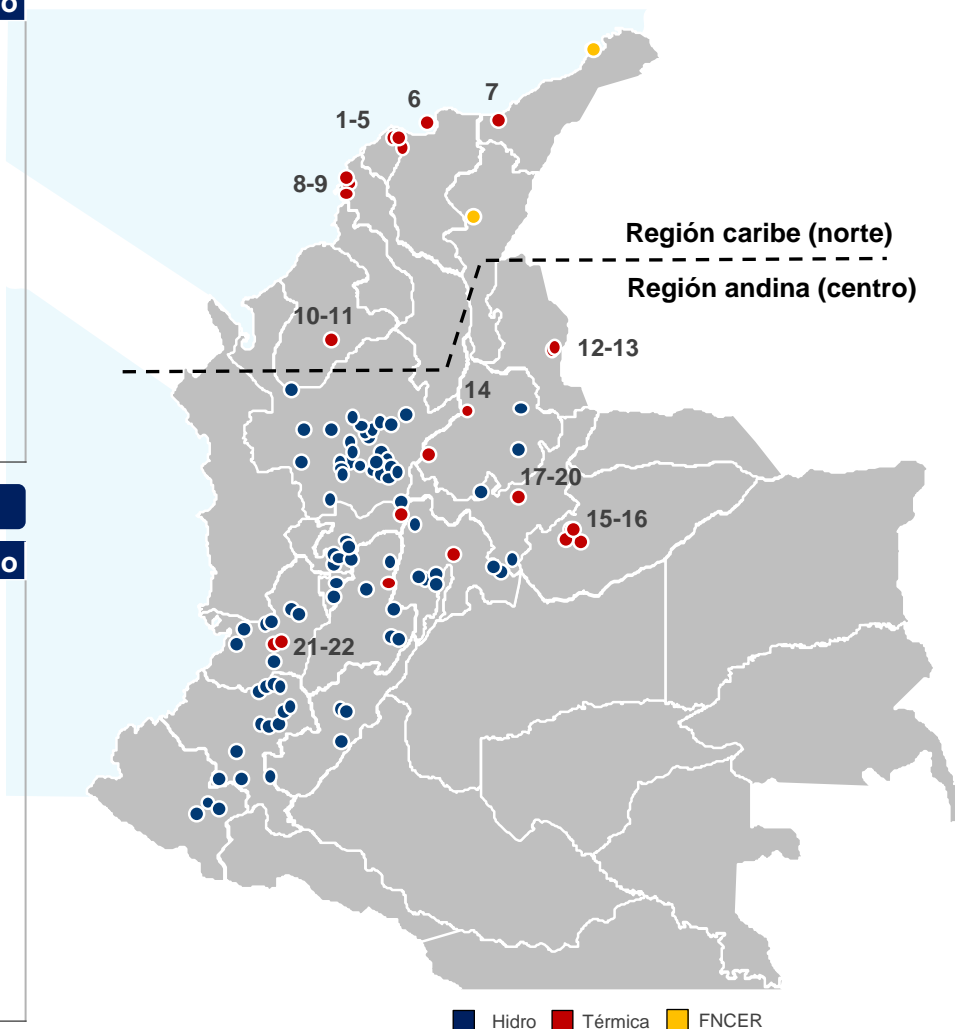
\*Aunque el cambio de estado está en el listado de cambios frecuentes, la justificación para centrales térmicas no es explícita.

## Análisis de Liquidaciones Particulares (Cont.)

### Región Caribe - Plantas Térmicas Asociados ANDEG

Planta	Departamento	Combustible Primario
1 TEBSA	Atlántico	GN
2 Termoflores I	Atlántico	GN - ACPM
3 Termoflores IV	Atlántico	GN - ACPM
4 Termobarranquilla 3	Atlántico	GN - FO
5 Termobarranquilla 4	Atlántico	GN - FO
6 Termonorte	Magdalena	FO
7 Termoguajira	Guajira	GN - CARBÓN
8 Proeléctrica	Bolívar	GN
9 Termocandelaria	Bolívar	GN - ACPM
10 Gecelca 3	Córdoba	CARBÓN
11 Gecelca 3.2	Córdoba	CARBÓN

### Localización Geográfica de Plantas del SIN



### Región Andina - Plantas Térmicas Asociados ANDEG

Planta	Departamento	Combustible Primario
12 Termotasajero I	N. de Santander	CARBÓN
13 Termotasajero II	N. de Santander	CARBÓN
14 Meriléctrica	Santander	GN
15 Termoyopal	Casanare	GN
16 Termomechero	Casanare	GN
17 Termopaipa I	Boyacá	CARBÓN
18 Termopaipa II	Boyacá	CARBÓN
19 Termopaipa III	Boyacá	CARBÓN
20 Termopaipa IV	Boyacá	CARBÓN
21 Termovalle	Valle del Cauca	GN - ACPM
22 Termoemcali	Valle del Cauca	GN - ACPM

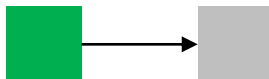
Fuente: elaborado con base en <https://www.andeg.org/empresas-asociadas/>

## Análisis de Liquidaciones Particulares (Cont.)

- A continuación se realiza un análisis de los cambios de estado más frecuentes identificados y las posibles implicaciones para los generadores térmicos, y el sistema en general.
- Los análisis se soportan en ejercicios de simulación sencillos realizados por el equipo consultor con base en las fórmulas de liquidación propuestas por PHC y PSR, y utilizando parámetros de cantidades y precios arbitrarios, que ilustran configuraciones de estado posibles. El análisis busca identificar configuraciones particulares de interés y no pretende ser exhaustivo en la evaluación de todas las combinaciones y factores posibles que se desprenden del cambio de estado.
- Para el efecto, se considera la oferta del despacho vinculante en el day-ahead, y dos sesiones del mercado intradiario (e.g. dos mercados intradiarios de 12 horas cada uno). Si bien los ejercicios podrían realizarse para más sesiones del mercado intradiario, una sesión en el day-ahead y dos en el intradiario ya permiten la identificación de situaciones particulares que son objeto de análisis.
- Los ejercicios muestran el estado para las sesiones day-ahead, Intradiario 1 e Intradiario 2, para una hora cualquiera.
- Se considera únicamente un cambio de estado entre sesiones, el cual ocurre en el Intradiario 1.
- Las liquidaciones se realizan de acuerdo con la alternativa utilizada en las simulaciones de PHC-PSR. Esta alternativa considera la liquidación de todos los conceptos de cada una de las sesiones del mercado únicamente para los periodos correspondientes a la respectiva sesión.
- En este sentido, la liquidación que se muestra para la sesión del Intradiario 1 corresponderá al valor a liquidar si la hora analizada se encuentra entre las 12 am y las 12 m (liquidación final se dará en esta primera sesión intradiaria, sin tener en cuenta sesiones posteriores). Por el contrario, si la hora analizada se encuentra entre las 12 m y las 12 am, el valor a liquidar corresponderá al que se muestra en la sesión del Intradiario 2. La “liquidación” del day-ahead se puede considerar como preliminar puesto que las liquidaciones definitivas se darán en los mercados intradiarios considerando los cambios de estado, lo anterior, sin considerar el mecanismo de balance.
- Los ejercicios se realizan únicamente para la oferta de energía, haciendo abstracción de los servicios complementarios. Igualmente se hace abstracción del mecanismo de balance (liquidación de desviaciones y de la reserva).
- Se recuerdan las convenciones de la liquidación:
  - ✓  $p_m^s$ : precio de las liquidaciones donde  $s$  es la sesión y  $m$  es el segmento del mercado ( $i$ =ideal,  $o$ =ofertado)
  - ✓  $q_m^s$ : cantidad de las liquidaciones donde  $s$  es la sesión y  $m$  es el segmento del mercado ( $i$ =ideal,  $r$ =programado)

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes

### (1) Generación en Mérito → Generación No Despachada



#### Escenario 1-a (Generación en mérito a no despachada por aumento en precio de oferta)

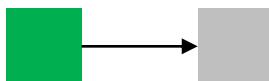
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Merito	50	40	100	100	0	5,000
2	Intradiario 1	No Despachado	50 -	60 ↑	0 ↓	0 ↓	0	0
3	Intradiario 2	No Despachado	50 -	60 -	0 -	0 -	0	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- Para la liquidación del mercado del Intradiario 1 (lo cual supone que la hora a ser liquidada corresponde a una de las 12 primeras horas), el incremento de precio de oferta  $p'_o \rightarrow p''_o$  (40 → 60), por decisión del agente, produce como resultado el no ser despachado en mérito, adicionalmente, el *MPO* del sistema permanece invariante.
- Para la liquidación del mercado del Intradiario 2 (lo cual supone que la hora a ser liquidada corresponde a una de las 12 últimas horas), el precio de oferta se mantiene en 60 y el generador continúa en estado de no despachado, por lo tanto la liquidación estándar arroja cero.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (1) Generación en Mérito → Generación No Despachada



#### Escenario 1-b (Generación en mérito a no despachada por aumento en precio de oferta + aumento en MPO)

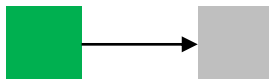
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Merito	50	40	100	100	0	5,000
2	Intradiario 1	No Despachado	55 ↑	60 ↑	0 ↓	0 ↓	0	-500
3	Intradiario 2	No Despachado	55 -	60 -	0 -	0 -	0	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- En el Intradiario 1 el incremento de precio de oferta  $p'_o \rightarrow p''_o$  (40 → 60), por decisión del agente, produjo como resultado el no ser despachado en mérito, y a su vez, el MPO del sistema se incrementa (50 → 55).
- Si el compromiso de generación original fuese para una hora en la primera mitad del día, la liquidación se daría durante la sesión del Intradiario 1, con un resultado de -500 para el agente.
- Sin embargo, si el compromiso de generación original fuese para una hora en la segunda mitad del día, la liquidación se daría durante la sesión del Intradiario 2 (la cual utiliza parámetros de la sesión inmediatamente anterior). En este caso no habría liquidación negativa alguna para el agente.
- Como se puede observar, el concepto de despacho vinculante se predica respecto a la cantidad de generación vinculante del mercado inmediatamente anterior.**

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (1) Generación en Mérito → Generación No Despachada



#### Escenario 1-c (Generación en mérito a no despachada por disminución del MPO)

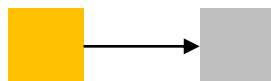
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Merito	50	50	100	100	0	5,000
2	Intradiario 1	No Despachado	45 ↓	50 -	0 ↓	0 ↓	0	500
3	Intradiario 2	No Despachado	45 -	50 -	0 -	0 -	0	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- En este escenario, la oferta inicial de la planta no varía. Sin embargo, su compromiso original de generación en mérito (asignado en la sesión del day-ahead), varía a un estado de no despacho como resultado de una planta más económica siendo despachada en mérito en la sesión del Intradiario 1 (por ejemplo, por recursos renovables con mayor disponibilidad de recursos estimados durante el periodo intradiario).
- Tal como se indicó en el ejemplo anterior, y debido a que el concepto de despacho vinculante se predica respecto a la cantidad de generación vinculante del mercado inmediatamente anterior, el agente percibiría un ingreso por efecto del diferencial de precios del despacho ideal (ej. efecto que se puede observar en la liquidación del Intradiario 1).
- Ahora bien, el resultado para el agente es diferente si la hora a liquidar se encuentra en el Intradiario 2, en cuyo caso la liquidación sería cero.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (2) Generación Fuera de Mérito → Generación No Despachada



#### Escenario 2-a (Planta en reconciliación positiva desplazada por planta más económica)

Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_r$ (Precio Reconciliación)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Rec. Positiva	50	60	0	100	1	6,000
2	Intradiario 1	No Despachado	45 ↓	60 -	0 -	0 ↓	0	0
3	Intradiario 2	No Despachado	45 -	60 -	0 -	0 -	0	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

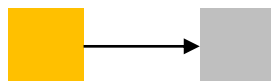
- Este cambio de estado es de particular relevancia para las plantas térmicas que inicialmente son requeridas para generar fuera de mérito, pero que en sesiones posteriores cambian a un estado de generación no despachada.
- El cambio se puede dar fundamentalmente por una de dos razones: la primera, por una planta más económica que es despachada ya sea en mérito o fuera de mérito (a pesar de estar la central térmica disponible y en condiciones de generar), y la segunda, por una indisponibilidad de la planta durante las sesiones intradiarias.
- La situación que se ilustra arriba corresponde a la primera posibilidad que origina el cambio de estado.
- Si la liquidación se realiza siguiendo la formulación del estudio de PHC-PSR (abajo), el agente no percibe remuneración alguna.

$$p_R^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$$

- En este caso, el resultado de la liquidación (en cualquiera de las sesiones intradiarias) parece ser consistente, por cuanto el agente no incurre en un costo por generar, no percibe remuneración alguna.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (2) Generación Fuera de Mérito → Generación No Despachada



#### Escenario 2-b (Planta en reconciliación positiva se declara indisponible)

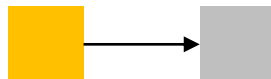
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$P_i$ (MPO)	$P_r$ (Precio Reconciliación)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Rec. Positiva	50	60	0	100	1	6,000
2	Intradiario 1	No Despachado	55 ↑	80 ↑	0 -	0 ↓	1	-2,000
3	Intradiario 2	No Despachado	55 -	80 -	0 -	0 -	1	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- El ejemplo que se ilustra arriba presenta la segunda situación. En este caso, una planta más costosa puede ser requerida tras la indisponibilidad de la planta que originalmente había sido llamada a generar fuera de mérito. Si la liquidación se realiza siguiendo la formulación de PHC-PSR, **el agente que sufrió la indisponibilidad tendrá que devolver el delta de generación valorado al precio de la oferta más alta casada fuera de mérito**. En el ejemplo particular, si la liquidación se da en la sesión 1, el agente devolvería el delta de generación valorado a 80
- En cuanto a un potencial costo ocasionado al sistema, esta situación fue identificada desde el estudio de Comillas en sus Anexos 2 y 3. En el Anexo 3 se sugiere que cuando se da un incumplimiento en la generación fuera de mérito, y a nivel teórico, la liquidación debería tener en cuenta el posible costo que este cambio de estado ocasiona al sistema.
  - De manera concreta se menciona “*Si hay la necesidad de despachar fuera de mérito a un recurso más caro, el generador casado fuera de mérito que pasa a ser no despachado debería pagar el coste ocasionado, cubriendo la diferencia de precio entre su compromiso vinculante y el precio de reconciliación positiva del nuevo recurso*”.
  - Adicionalmente se menciona “**El principal inconveniente de esta solución es que podría ocasionar pérdidas económicas elevadas a las centrales casadas fuera de mérito que sufran un fallo en el horizonte intradiario**”.

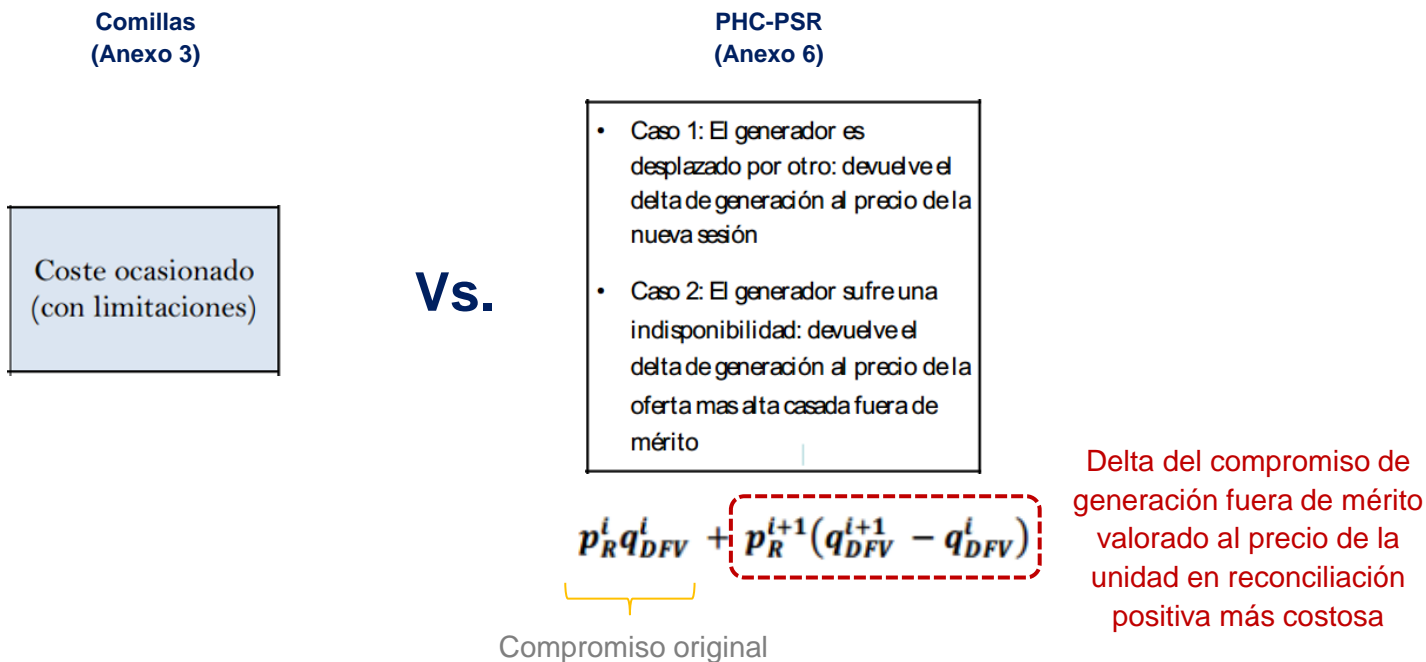
## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (2) Generación Fuera de Mérito → Generación No Despachada



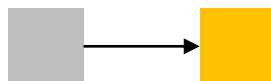
#### Escenario 2-b (Cont.)

- Si bien el estudio de Comillas realiza un planteamiento general sobre el tratamiento que debería tener este cambio de estado, no realiza una propuesta concreta sobre la liquidación que se debe hacer. El estudio de PHC-PSR, en su último anexo, propone que si el cambio de estado se da por una indisponibilidad del generador, este devuelva el delta de generación al precio de la oferta más alta casada fuera de mérito.



## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (3) Generación No Despachada → Generación Fuera de Mérito



#### Escenario 3

Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_r$ (Precio Reconciliación)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Rec. Positiva	55	60	0	0	0	0
2	Intradiario 1	No Despachado	55	60	0	100 ↑	1	6,000
3	Intradiario 2	No Despachado	55	60	0	100	1	6,000
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

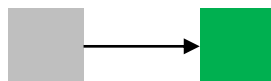
- El tercer escenario de interés (generación no despachada a generación fuera de mérito), se puede producir por restricciones del sistema o por requerimientos de generación adicional originados por variaciones en las previsiones de las FNCER. En este ejemplo, la planta que originalmente no es despachada en el Day Ahead, es requerida para generar fuera de mérito en el DFV del mercado Intradiario 1. Se asume que los precios del sistema permanecen constantes a lo largo del día.
- Siguiendo la formulación de PHC-PSR, la liquidación del agente se realizaría al precio de la reconciliación positiva de la nueva sesión del mercado (Intradiario 1).

$$p_R^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$$

- Si el compromiso de generación original fuese para una hora a ser liquidada en la sesión del Intradiario 2, el agente igualmente recibiría una liquidación de 6,000 (consistente por cuanto no hay cambio de estado entre las sesiones del Intradiario 1 y 2).

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (4) Generación No Despachada → Generación en Mérito



#### Escenario 4

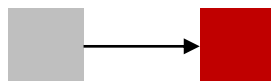
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Merito	50	60	0	0	0	0
2	Intradiario 1	No Despachado	50 -	40 ↓	100 ↑	100 ↑	0	5,000
3	Intradiario 2	No Despachado	50 -	40 -	100 -	100 -	0	5,000
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- El cuarto escenario (generación no despachada a generación en mérito), para el caso particular de las centrales térmicas, se puede originar por disponibilidad de gas en el mercado intradiario.
- En este ejemplo, la planta que originalmente no es despachada en el Day Ahead, oferta un precio más competitivo en la sesión del Intradiario 1 y en consecuencia es despachada en mérito en el DFV.
- Se asume que los precios del sistema permanecen constantes a lo largo del día.
- Esta situación sigue una liquidación estándar, en donde el agente es remunerado al MPO de la sesión en la cual es despachado en mérito, lo cual parece consistente.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (5) Generación No Despachada → Reconciliación Negativa



#### Escenario 5

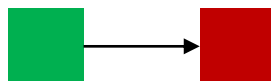
Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	No Despachado	50	60	0	0	0	0
2	Intradiario 1	Rec. Negativa	50	40 ↓	100 ↑	80 ↑	1	4,000
3	Intradiario 2	Rec. Negativa	50	40 -	100 -	80 -	1	4,000
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ - = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- El quinto escenario corresponde al cambio de generación no despachada a reconciliación negativa. En el ejemplo particular, la planta que originalmente no es despachada en el *day-ahead*, oferta un precio más competitivo en la sesión del Intradiario 1 y en consecuencia es despachada en mérito en el DI. Sin embargo, y a diferencia del escenario anterior, la totalidad de la generación ideal no puede ser despachada en su totalidad en el DFV por efecto de restricciones en el sistema.
- Esta situación también sigue una liquidación estándar, en donde el agente es remunerado al MPO de la sesión del mercado intradiario en la cual entra al despacho.
- Como resultado de lo anterior, el agente es remunerado al MPO del Intradiario 1 multiplicado por la fracción de la generación que efectivamente puede ser despachada en el DFV (en este caso  $50 \times 80 = 4,000$ ). La fracción de generación del despacho ideal que no puede ser despachada en el DFV recibe un valor de cero.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### (6) Generación en Mérito → Reconciliación Negativa



#### Escenario 6

Sesión (i)	Nombre Sesión	Estado	$p_i$ (MPO)	$p_o$ (Precio Ofertado)	$q_i$ (Despacho ideal)	$q_r$ (DFV)	¿Restricción en Red? (Si=1; No=0)	Liquidación
1	Day Ahead (D-1)	Mérito	50	40	100	100	0	5,000
2	Intradiario 1	Rec. Negativa	60 ↑	40 –	100 –	0 ↓	1	0
3	Intradiario 2	Rec. Negativa	60 –	40 –	100 –	0 –	1	0
4	Mecanismo de Balance							

↑ ↓ – = cambio respecto a sesión anterior (aumento, disminución, invariante)

- El sexto escenario corresponde al cambio de generación en mérito a reconciliación negativa. En el ejemplo particular, la planta que originalmente es despachada en mérito en el Day Ahead, no puede ser despachada en ninguna cantidad como resultado del DFV de la sesión del Intradiario 1. Adicionalmente, y para efectos de evaluar la formulación particular que aplicaría a la liquidación, se asume un incremento del MPO entre el Day Ahead y el Intradiario 1,  $p_i^i \rightarrow p_i^{ii}$  (50 → 60).
- Esta situación sigue una fórmula de liquidación particular, en donde el agente recibe el máximo entre el valor de la liquidación estándar y cero. Esta operación es descrita como la devolución del delta de generación cuando hay ganancias.

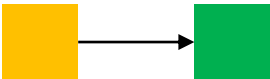
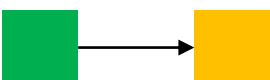
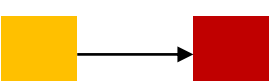
$$\text{Max}(0; p_{DI}^i q_{DFV}^i + p_{DI}^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i))$$

- La fórmula de liquidación propuesta parece adecuada, por cuanto, en caso de existir una fracción de la generación que puede ser despachada en el DFV, esta es remunerada siguiendo la liquidación estándar, pero, en caso de cambiar las condiciones del sistema y se incremente el MPO entre sesiones, el agente obtendrá una liquidación mínima de cero (evitando posibles liquidaciones negativas), tal como se observa en el ejemplo.

## Análisis – Configuraciones de Cambio de Estado más Relevantes (Cont.)

### Diferencias Entre la Propuesta de Liquidación en las Propuestas de Comillas y PHC-PSR

- Al revisar las propuestas de Comillas y PHC-PSR, se encontró que los siguientes cambios de estado parecen tener diferencias en cuanto a las liquidaciones.

	Comillas (Anexo 3)		PHC-PSR (Anexo 3)	
	Liquidación estándar (compromiso previo)	<b>Vs.</b>	$p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	Obedece a la lógica de que el generador está en mejor posición cuando entra en mérito (adicionalmente, cambio en condiciones de precios de combustibles permitieron entrar en mérito, ej. gas)
	Liquidación estándar (compromiso previo)	<b>Vs.</b>	$Max (p_{DI}^i q_{DFV}^i ; p_R^{i+1} q_{DFV}^{i+1} )$	La situación simétrica no es clara, pero podría obedecer a una situación muy particular de la relación entre el precio de reconciliación positiva y el precio del despacho ideal en la sesión i
	Liquidación estándar (compromiso previo)	<b>Vs.</b>	$p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	Parece considerar la posibilidad de que una fracción de la energía sea despachada en mérito, por lo cual se reconocería el precio del sistema sobre dicha fracción

## Análisis – Propuestas Mercado Intradiario

### ¿Podría el Mercado Intradiario Exacerbar las Posibilidades de Ejercer el Poder de Mercado?

- Los cambios propuestos en el mercado de corto plazo permiten la utilización, en el día de operación, de energía que no fue proyectada cuando se hicieron las ofertas para el despacho D-1. Esto implica una disminución en el costo de la energía que beneficia la demanda.
- Sin embargo, es una realidad que existe una concentración importante en la oferta de generación en el mercado colombiano (i.e., tal como lo menciona la SSPD en sus informes de seguimiento y monitoreo al MEM, los recursos de generación de tres empresas pusieron el precio de bolsa en el 76% de las horas del periodo marzo – mayo 2020).
- Una de las críticas que se hace a la forma como funciona hoy el mercado es que los agentes, mediante la solicitud de redespachos (por causas que, si bien están establecidas en la regulación, son difíciles de controlar y verificar), pueden adoptar posiciones estratégicas para incidir en el precio de bolsa.
- Surge entonces la pregunta de si el establecimiento de cambios en el mercado de corto plazo (despacho vinculante y mercados intradiarios) puede tener implicaciones en la situación de concentración y poder de mercado mencionada.
- Al respecto, se encuentra que los cambios propuestos en el mercado de corto plazo siguen permitiendo que los agentes, especialmente los que tienen varios recursos de generación, mediante la declaración de disponibilidad o la oferta de precios de algunos de sus recursos, incidan en el precio de bolsa buscando aumentar sus ingresos.

## Conclusiones sobre las Propuestas

- El Consultor está de acuerdo con la necesidad de introducir un despacho vinculante dados los incentivos que este esquema produce para lograr compromisos firmes por parte de las plantas de generación.
- En este sentido, las ventajas del despacho vinculante también van asociadas con la introducción de un mercado intradiario que, tal como se visualiza, debe permitir a los agentes la modificación de sus posiciones para el mejor aprovechamiento de los recursos, entre ellos, de las ERV.
- Por lo anterior, no parece existir discusión sobre la importancia de contar con un despacho vinculante que determina la cantidad de generación y de SSCC con que se compromete un agente, ni de contar con mercados intradiarios.
- La discusión principal sería si el despacho vinculante debe referirse siempre al despacho vinculante del *day-ahead* o de cada mercado intradiario. Sin embargo, respecto a la primera opción, se anota lo siguiente:
  - ✓ Al mantenerse como referencia el DFV del day-ahead, plantas de generación como las FNCER tendrían menos flexibilidad al cambiar sus disponibilidades en la medida que van cambiando los pronósticos para cada mercado intradiario.
  - ✓ Esto puede implicar un mayor riesgo para estos generadores. Téngase en cuenta que una de las justificaciones de los mercados intradiarios es facilitar la entrada de este tipo de recursos.
- Con relación al número de sesiones del mercado intradiario, se hará referencia a este tema en la Sección 4.
- En cuanto a la posible exacerbación del poder de mercado en el esquema de mercados intradiarios, se recomienda que este sea un factor de especial atención en la evaluación, diseño y eventual aplicación de ese esquema, y que, por lo tanto, se haga explícito en la hoja de ruta como una actividad a ser adelantada.

# Análisis de las Propuestas sobre SSCC

3

## Consideraciones Generales sobre las Propuestas de SSCC

- Las propuestas para los SSCC se originan en el estudio elaborado por PSR, Di-Avanti, Wolak e Inostroza (Circular CREG 008 de 2019)\*.
- Al respecto, se presentan las siguientes consideraciones:
  - ✓ El estudio siguió una metodología secuencial de pasos que incluyó un diagnóstico cualitativo del MEM para la situación actual y futura proyectada con alta penetración de FNCER (con una revisión de experiencia internacional), un análisis técnico económico de las implicaciones en el SIN especialmente por la entrada de FNCER y reservas, un análisis de las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los SSCC, y finalmente, la definición y elaboración de la propuesta.
  - ✓ El estudio contempló escenarios de expansión, definidos conjuntamente con la CREG, los cuales tomaron en cuenta los resultados de la última subasta de CxC y FNCER.
  - ✓ El estudio consideró varias alternativas de despacho para los servicios de balance (con y sin co-optimización, y con y sin precios nodales).
  - ✓ Wolak hizo parte del Foco 1 de la MTE y es un promotor decidido de migrar por la vía acelerada a un esquema de precios nodales. Ello puede explicar que una de las alternativas analizadas para los SSCC considere su aplicación bajo ese esquema de precios.
- Las propuestas que se exponen a continuación parten de las recomendaciones finales del estudio arriba citado, y que son consideradas finalmente en el estudio de simulación integrada de las propuestas elaborado por PHC – PSR, que corresponden a la alternativa que continúa con el precio uninodal.

Nota: PSR también hace parte del estudio de simulación integral de las propuestas para el mercado de corto plazo (Circular CREG 005 de 2020).

## Categorías de SSCC

- A nivel general, se identifican las siguientes categorías de SSCC (tradicionales en la mayoría de los sistemas eléctricos), tipo de productos y agentes que los pueden prestar.

**Categorías de SSCC, Productos y Agentes que los Pueden Proveer**

	Categoría	Servicio	Productos	Quiénes lo Pueden Proveer
Corto Plazo	<b>A</b> Balance	RPF RSF RTF CRF	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas</li> <li>Ciclajes</li> <li>Rampas</li> <li>Cargas Interrumpibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generadores</li> <li>Sistemas de Almacenamiento</li> <li>Demanda Desconectable</li> </ul>
Largo Plazo	<b>B</b> Control de Tensión	Regulación de Tensión	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía Reactiva</li> <li>Control de Voltaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generadores</li> <li>Capacitores</li> <li>Reactores</li> <li>Sistemas de Almacenamiento</li> <li>Respuesta de Demanda</li> </ul>
	<b>C</b> Recuperación del Servicio	Control de Contingencias Plan de Recuperación del Servicio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dispositivos Eléctricos de Potencia</li> <li>Servicios auxiliares</li> <li>EDAG – EDAC – DMC – PDCE – PDCC – PA – AR - EV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generadores</li> <li>Sistemas de Almacenamiento</li> <li>Respuesta de Demanda</li> </ul>

Fuente: elaborado con base en el estudio de PSR, Di-Avanti, Wolak e Inostroza

Nota: RPF, RSF, RTF = Regulación Primaria, Secundaria, Terciaria de Frecuencia | CRF = Control Rápido de Frecuencia

EDAG = Desconexión de Generación Automática, EDAC = Desconexión de Carga Automática, DMC = Desconexión Manual de Carga, PDCE = Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, PDCC = Plan de Defensa contra Contingencias Críticas, PA = Partida Automática, AR = Aislamiento Rápido, EV = Equipos de Vinculación

- El diseño regulatorio separa los SCC en aquellos que:
  - ✓ Se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y,
  - ✓ Los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo basados en ofertas.

## Escenarios de Expansión para Definir Necesidades de SSCC

- El estudio de PSR, Di-Avanti, Wolak e Inostroza consideró un horizonte de largo plazo a 2030 con la entrada masiva de FNCER. Para los años 2018 hasta 2021 se asumió la expansión ya programada. Los requerimientos de reserva se estimaron en función de tres variables:

- ✓ Para fallas de generación: mínimo la mayor máquina en operación; máquinas de la central Sogamoso (273 MW), o 300 MW en los escenarios que incluyeron Hidroituango.
- ✓ Para variabilidad de la demanda.
- ✓ Para el manejo de las incertidumbres de la Energía Renovable Variable (ERV).

Para determinar los requerimientos de reserva para la demanda y para las renovables, se utilizó la metodología de la reserva probabilística dinámica aplicada a los datos disponibles, que para el caso de la demanda, fueron registros históricos horarios referentes al año de 2017, y para las ERV, escenarios estimados por PSR.

- A su vez, se definieron los siguientes escenarios:

- ✓ **Referencia:** Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía e Hidroituango entrando en 2023.
- ✓ **Demanda Alta:** Igual al escenario de referencia, pero considerando un crecimiento alto de la demanda de energía.
- ✓ **Sin Ituango:** Igual al escenario de referencia, pero sin que Hidroituango entre en operación antes de 2030.
- ✓ **Generación Distribuida:** Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía con elevada penetración de generación distribuida e Hidroituango entrando en operación en 2023.
- ✓ **Costo Bajo para la inversión en fuentes renovables:** Costos bajos para los costos de inversión en proyectos candidatos de fuentes renovables (eólicas y solares), demanda de referencia e Hidroituango en operación en 2023.

## A – Propuesta para Servicios de Balance

- Se analizaron cuatro alternativas reglamentarias para los servicios de balance:
  - ✓ **Alternativa 1:** Mercado de **precios nodales** donde los SSCC se adquieren simultáneamente con la energía. Incluye un mercado *day-ahead* vinculante para las 24 horas, y un mercado en tiempo real que permite a los agentes y a la demanda compensar las desviaciones de la generación diaria (en cada hora de cada día, la energía se venderá y se comprará a dos precios diferentes: el precio diario y el precio en tiempo real), los programas de demanda y los SSCC, a los precios en tiempo real.

**Se trata del modelo propuesto en el Foco 1 de la MTE y es la recomendada por el estudio de SSCC.**

- ✓ **Alternativa 2:** Corresponde a la Alternativa 1, pero **sin considerar precios nodales**.
  - ✓ **Alternativa 3:** Corresponde a la Alternativa 1 propuesta anteriormente (con precios nodales), pero sin considerar co-optimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.
  - ✓ **Alternativa 4:** Corresponde a la Alternativa 2 propuesta anteriormente, pero sin considerar co-optimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.
- Todas las alternativas incluyen un mecanismo de mitigación de poder de mercado tanto para las ofertas de energía como para las de los SSCC.
- **A pesar de la recomendación del estudio de SSCC, la CREG definió desarrollar en detalle la Alternativa 2**, la que a su vez se ajusta a lo definido en el estudio de Comillas, esto es, mercado *day-ahead* con despacho vinculante y co-optimización, y mercados intradiarios.

## A – Propuesta para Servicios de Balance (Cont.)

- Se define la reserva mínima en giro hora a hora como la suma entre:
  - ✓ La reserva para compensar variaciones no previsibles de la demanda.
  - ✓ La reserva determinada para manejar la variabilidad de la ERV:
    - Determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad
    - Optimización del costo del manejo de esta reserva operativa
  - ✓ Un porcentaje de la reserva para soportar la contingencia de generación.
- La propuesta regulatoria considera que los agentes oferten, además de energía, **cuatro servicios**, en una modalidad de oferta simple (cantidad, precio unitario):
  1. Una cantidad de MW para Disponibilidad de RPF, a un valor en US\$/MW. Debido a que Colombia tiene actualmente una proporción muy pequeña de recursos renovables intermitentes y una gran participación hidroeléctrica, **se considera que el enfoque actual de provisión del control de frecuencia primaria puede ser suficiente para el futuro próximo** y no sería necesario adoptar todavía el esquema de mercado propuesto para este servicio. Colombia podría considerar avanzar en la implementación de la propuesta una vez otros sistemas en el mundo hayan implementado mercados centralizados para el control de frecuencia primaria.
  2. Una cantidad de MW para Disponibilidad de RSF a subir, a un valor en US\$/MW.
  3. Una cantidad de MW para Disponibilidad de RSF a bajar, a un valor en US\$/MW.
  4. Una cantidad de MW para Disponibilidad de RTF, a un valor en US\$/MW. Debido a la gran cantidad de recursos hidroeléctricos en Colombia, es poco probable que exista una necesidad significativa de reservas no rotatorias.
- En la siguiente diapositiva se describen los elementos principales del diseño regulatorio de la propuesta.

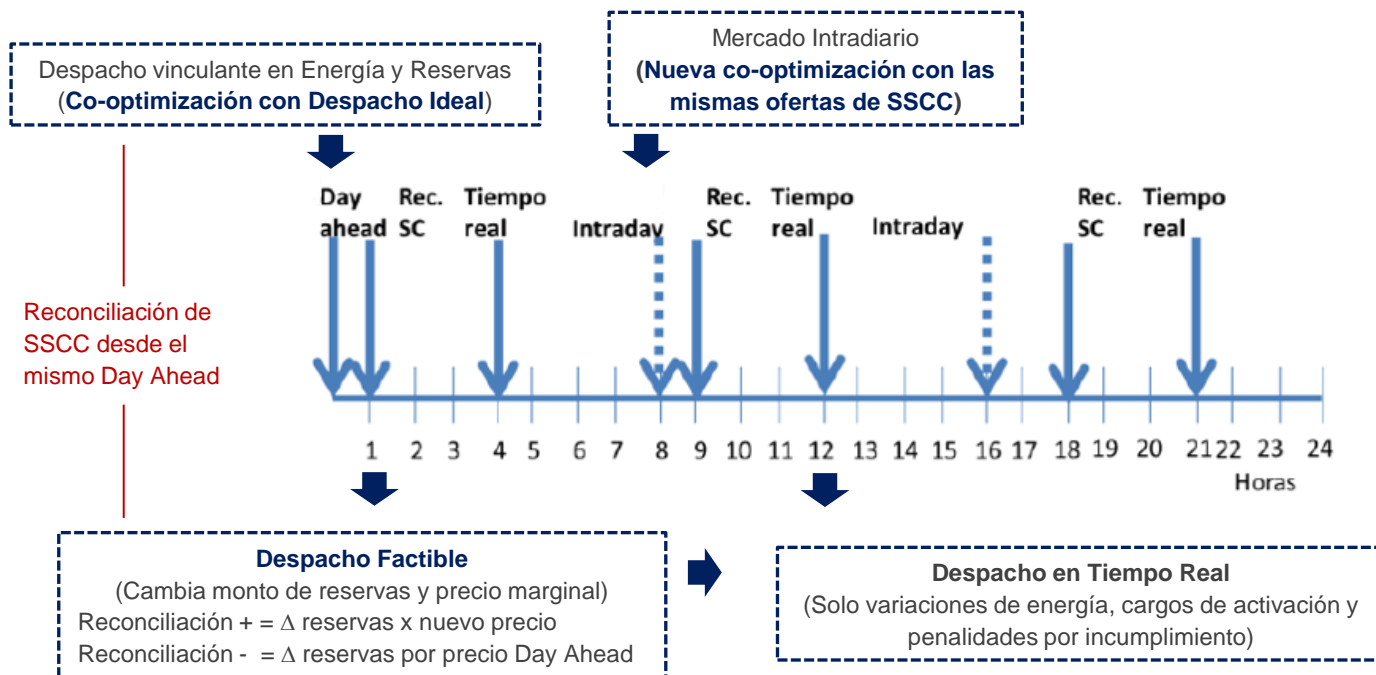
## A – Propuesta para Servicios de Balance (Cont.)

- Como resultado del proceso de co-optimización, se obtienen las cantidades de reservas seleccionadas y el precio al que serán remuneradas (costo marginal de la reserva respectiva).
- Se considera una reconciliación positiva de SSCC cuando el DFV incorpore una unidad para prestar el servicio de reserva que no estaba contemplada en el Day Ahead, y reconciliaciones negativas para las unidades que aparecen seleccionadas para dar reserva en el Day Ahead pero físicamente no pueden prestarla por restricciones de transmisión (esta devolverá el dinero quedando en una posición neutra).
- A partir del momento de la reconciliación, el cual ocurre antes del tiempo real, ya no hay más venta de SSCC y todas las desviaciones del despacho en tiempo real se pagarán como activación de reservas, o energía. En el tiempo real se dan las siguientes posibilidades:
  - ✓ **Las unidades cuya disponibilidad de reserva a subir sea activada, recibirán según sea el caso, el monto de energía adicional valorado al precio de energía de reconciliación positiva.**
  - ✓ Por el contrario, si se activa la reserva a bajar, la unidad recibirá su precio por Disponibilidad solamente (el que debe reflejar el costo de oportunidad de tener que bajar la producción).
  - ✓ Si una unidad es llamada a otorgar reserva de subida y no cumple, entonces deberá comprar la energía al precio vigente del Mercado Intradiario de Energía, y además, pagar la penalización por indisponibilidad.
- Las sesiones de mercado intradiario ocurrirán en algún momento entre el Day Ahead y la apertura de un mecanismo de reconciliación por lo que, podrá darse el caso de que una unidad entró al mercado de energía como resultado de la co-optimización en dicha sesión y sale del mercado de SSCC, no recibiendo su remuneración de disponibilidad de reserva a partir de ese momento.
- **En esta propuesta, no se contempla el cambio de las ofertas originales de SSCC del Day Ahead durante las posteriores sesiones intradiarias. Lo anterior, según PSR – Di Avanti, bajo el argumento de promover el paso al mercado de energía y reducir el requerimiento de servicios complementarios, lo cual no es del todo claro.**

## A – Propuesta para Servicios de Balance (Cont.)

- El siguiente diagrama ilustra la dinámica de interacciones entre Day Ahead, despacho vinculante, mercado intradiario y reconciliación planteada por el estudio para SSCC.

### Esquematación de la Propuesta para SSCC (Estudio PSR, Di-Avanti, Wolak, Inostroza)



Fuente: Elaborado con base en el estudio de PSR, Di Avanti, Wolak e Inostroza.

- Cabe mencionar que existen diferencias entre el esquema anteriormente ilustrado y el esquema finalmente simulado por PHC – PSR en 2020, por cuanto en este último estudio, el precio de los SSCC se fija en la co-optimización del despacho vinculante y no en el despacho ideal (tanto en el Day Ahead como en los mercados intradiarios), y adicionalmente, los agentes pueden realizar nuevas ofertas en cada sesión del mercado (tal como se describe en el siguiente capítulo).

## B y C – Propuesta para SSCC con Características de Largo Plazo

- Se refiere a los SSCC de **Regulación de Tensión** y **Recuperación del Servicio**, los cuales no varían significativamente a lo largo de las horas del año, y por ende, pueden ser vendidos a través de procesos de adquisición de largo plazo. Para ello, se consideran tres mecanismos que utilizan los operadores en este campo:
  - ✓ A los propietarios de las instalaciones se les puede exigir que proporcionen estos servicios como condición para participar en el mercado mayorista sin una compensación explícita.
    - **Corresponde al mecanismo que aplica a las instalaciones actuales en Colombia. La propuesta considera que para las instalaciones nuevas que se desarrollen en el país se utilicen los otros dos mecanismos.**
  - ✓ El regulador y el operador del sistema pueden formular un enfoque basado en costos para la compensación por la prestación anual del servicio (denominado prestación directa).
  - ✓ El operador del sistema y el regulador pueden ejecutar un proceso competitivo de adquisición basado en oferta para otorgar un determinado servicio (licitación).
- **Se considera que el mecanismo de licitación es el más eficiente para el SSCC de Regulación de Tensión (dada la diversidad de instalaciones que pueden proveerlo).**
- **En cuanto al SSCC de Recuperación del Servicio, se considera que tanto el mecanismo de prestación directa como el de licitación se podrían utilizar, si se llegase a determinar que la condición actual de participación no proporciona suficiente capacidad para dichos servicios.**

## Discusión sobre las Propuestas de SSCC

- Con relación a la propuesta de SSCC, los aspectos principales sobre los cuales se puede plantear una discusión en la etapa actual en la que se encuentran, son los siguientes:
  - ✓ Los productos identificados.
  - ✓ La asignación y remuneración de los mismos.
  - ✓ La posibilidad de cambio de posición entre sesiones de mercado.
  - ✓ La definición de la sesión anterior frente a la cual hacer la liquidación por cambio de posición.

A continuación se comenta sobre el servicio de RSF, el cual constituye el eje central de la propuesta.

- Con relación a los productos identificados, en particular lo relacionado con RSF, la propuesta es conveniente en la medida que permite diferenciar la RSF en dos productos que pueden ser prestados de manera independiente según las condiciones de cada tecnología y costo de oportunidad de las fuentes energéticas.
- En cuanto a la asignación y remuneración de la RSF, también se considera apropiado que sea mediante el mecanismo de mercado de corto plazo que se determinen las cantidades asignadas a cada agente y los precios.
- Aunque en el estudio de PSR – Di Avanti se propuso el no cambio de las ofertas originales de SSCC del Day Ahead durante las posteriores sesiones intradiarias, en el informe de PHC-PSR se contempla que los agentes puedan modificar sus posiciones respecto a sus ofertas de SSCC en el mercado intradiario. Lo anterior es razonable en la medida que en que las razones que justifican la necesidad de contar con mercados intradiarios son aplicables tanto a energía como a SSCC.
- En el Informe 3 de PHC-PSR, la formulación del numeral 4.3.2 establece que la liquidación de los SSCC se realiza con relación al compromiso de la sesión inmediatamente anterior. Sin embargo, en el informe final de dicho estudio, en el numeral 2.3.4 referente a la valoración de las variaciones de reserva entre sesiones de mercado, se hace explícito esta deberá calcularse con respecto al compromiso original del Day Ahead.
  - ✓ No existe una justificación del cambio antes anotado.

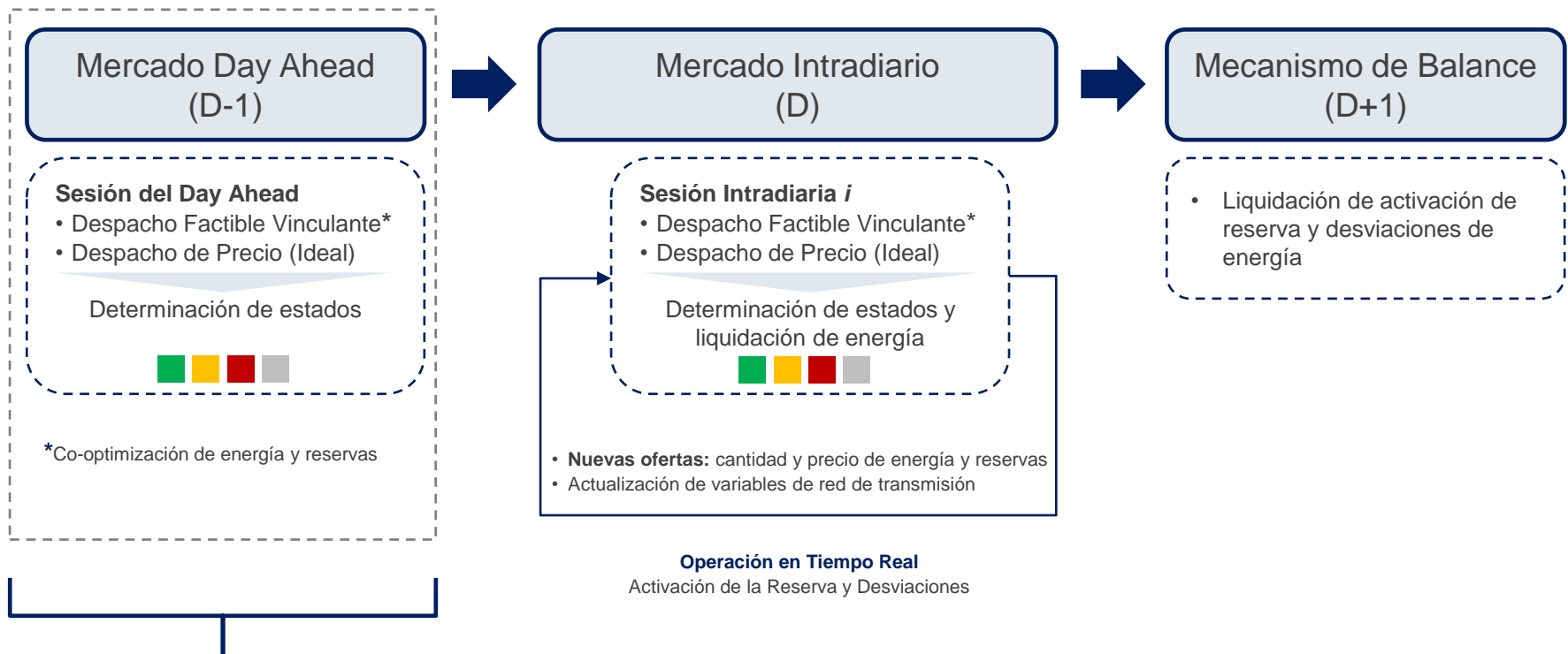
# Análisis de la Simulación Integrada de las Propuestas

A decorative graphic on the right side of the slide. It consists of two parallel diagonal lines, one dark blue and one light gray, extending from the top right towards the bottom left. Below these lines is a gray circle containing the white number '4'.

## Consideraciones Generales

- Una vez planteadas las propuestas para el diseño de mercado de corto plazo y de SSCC realizadas por los diferentes estudios contratados por la CREG, el estudio de PHC – PSR (Circular CREG 005 de 2020) procedió a diseñar el modelo de simulación integrado de estas, considerando a su vez, algunas alternativas o variantes de cálculo (ej. determinación del MPO y fórmulas de liquidación específicas).
- De manera consistente con la propuesta del estudio de PSR – Di Avanti – Wolak e Inestroza, y en lo relacionado con SSCC, las simulaciones solamente se realizan para la categoría de SSCC asociados con el servicio de balance (servicios que son adquiridos en el corto plazo), haciendo abstracción de los servicios de más largo plazo (regulación de tensión y recuperación del servicio).
- Las liquidaciones entre sesiones de mercado por cambio de estado (en mérito, no despachada, reconciliación positiva y reconciliación negativa) corresponden a las ya analizadas en la sección “Análisis de las Propuestas de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario” del presente documento.
- Los ejercicios de simulación de PHC-PSR se realizaron para un número variable de sesiones del mercado intradiario para identificar cuál podría ser el número de sesiones más conveniente.
- A continuación se esquematizan los procesos del Day Ahead, mercado intradiario y mecanismo de balance (incluyendo los SSCC) tal como fueron simulados integralmente por PHC-PSR. Una vez expuestas las esquematizaciones anteriores, se procede a presentar y analizar el ejemplo incluido en dicho estudio, precisando que esta es la única información pública correspondiente a las simulaciones realizadas. Es de anotar que tampoco se cuenta con el modelo que se desarrolló para realizar las liquidaciones respectivas.
- Finalmente, se hará referencia al mecanismo propuesto para mitigación de poder de mercado.

## Esquemmatización del Diseño Simulado – Day Ahead



- En el mercado diario del día anterior se ejecuta un **Despacho de Precio (Despacho Ideal - DI)** sin considerar **restricciones de red ni ofertas de SSCC (reservas)** del cual se obtiene el precio de la energía (MPO). En este sentido, este despacho no es co-optimizado, tal como se profundiza a continuación.
- Por otro lado, se ejecuta un **Despacho Factible Vinculante (DFV)** que co-optimiza las ofertas de energía y de SSCC **teniendo en cuenta las restricciones de red**, con el cual fija las cantidades vinculantes de energía, y las cantidades y precios de los SSCC.

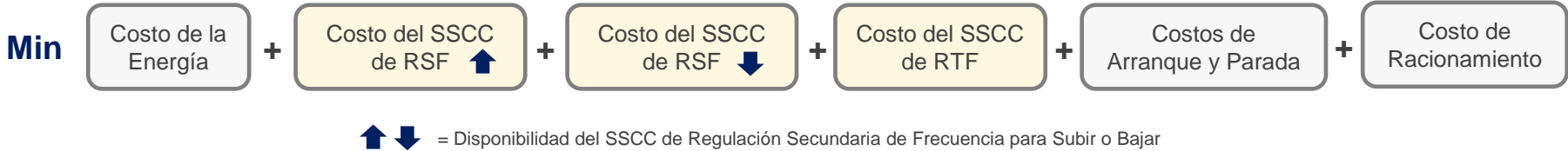
## Decisión de Co-Optimización para Determinación del MPO

- El estudio de PCH-PSR evaluó tres alternativas para la determinación del precio marginal del sistema (MPO) teniendo en cuenta la posibilidad de co-optimización entre la asignación de energía y reservas.
- Las tres alternativas evaluadas fueron:
  1. **Co-optimización:** la oferta de servicios complementarios se incluye en el despacho de precios (despacho ideal).
  2. **Sin co-optimizar fijando la reserva:** los valores de reserva se calculan en el despacho vinculante y estos valores son fijados en el despacho ideal.
  3. **Sin co-optimizar y sin incluir la reserva:** no se considera la reserva en el cálculo del despacho ideal.
- Los resultados del estudio indican que, al realizar la co-optimización al nivel del despacho ideal (alternativa 1), el MPO se incrementa en promedio en un 6.3% frente al precio de la alternativa 3. De manera similar, la alternativa 2 produjo un incremento promedio del 5.9% en el MPO. Cabe recordar que la propuesta original del estudio de SSCC corresponde a la alternativa 1 evaluada por PHC – PSR.
- El estudio analiza que los resultados obtenidos son consistentes con el esquema uninodal del mercado eléctrico colombiano, por cuanto el despacho ideal no considera los efectos de red que harían que el precio marginal de las plantas que generan en mérito sea menor. **Al respecto, concluye que incluir el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que este se incremente, produciendo una renta inframarginal adicional en favor de los generadores.**
- Siguiendo la recomendación planteada, las simulaciones se realizan siguiendo la alternativa 3, esto es, sin co-optimización en el despacho ideal.
- Sin perjuicio de lo anterior, este es el tipo de situaciones que solamente podrán evaluarse a mayor profundidad en un proceso de diseño y pruebas piloto, tal como lo propone IRENA en 2019 (al cual se hace referencia en la discusión sobre la migración a precios nodales), y que de cierta manera, se refleja en la hoja de ruta propuesta por el Foco 1.

## Esquematzación del Modelo de Co-Optimización

- La siguiente es una esquematización del modelo de programación lineal propuesto. Todos los elementos hacen parte del despacho co-optimizado (DFV). Para el despacho de precio (DI) se resaltan los elementos que no son tenidos en cuenta.

### Función Objetivo




### Restricciones Generales

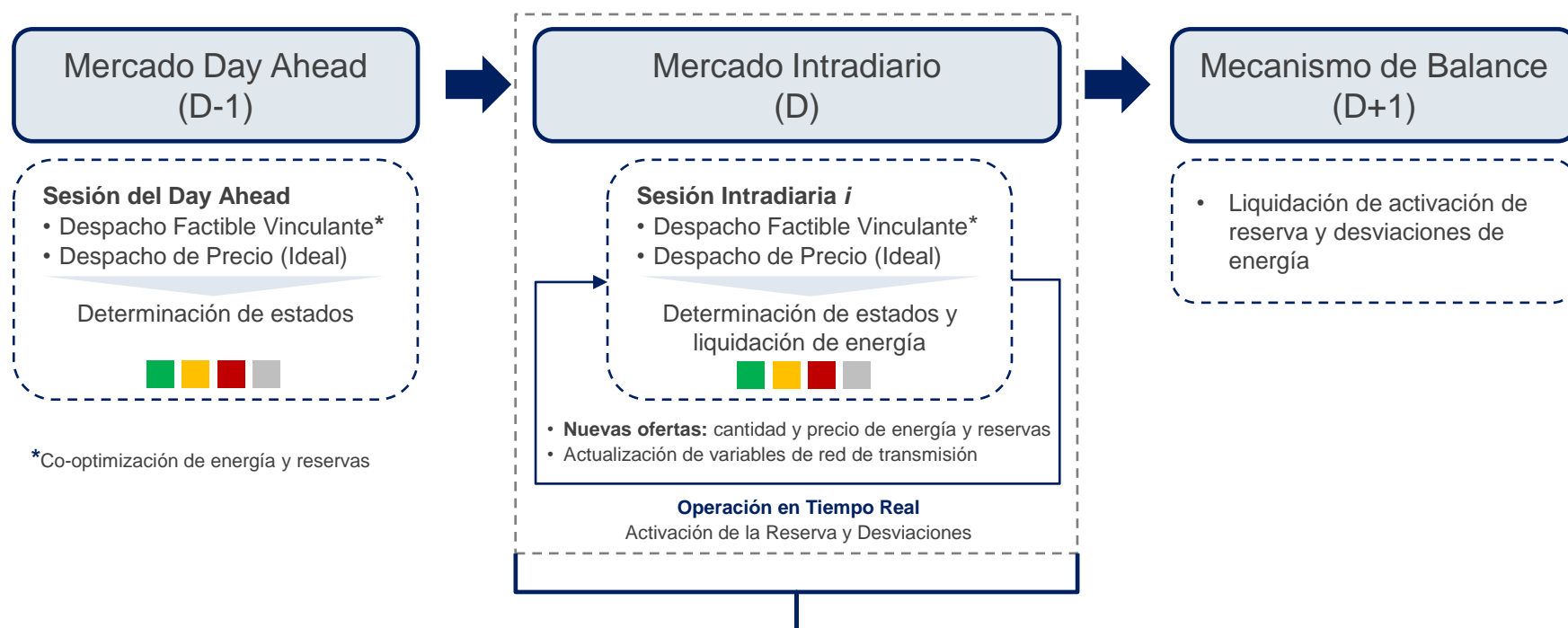
Limite de asignación de generación	Mínimo técnico de las unidades de generación
Suministro de demanda en cada hora	Accionamiento y parada de unidades de generación
Requerimiento de reserva secundaria en cada hora	Tiempo mínimo de apagado
Requerimiento de reserva terciaria en cada hora	Tiempo mínimo de operación
Balance de capacidad de unidades de generación	Rampas de generación
Balance de reserva terciaria	Generación forzada

### Restricciones de Red

Balance en los nodos del sistema de transmisión	Importaciones/exportaciones de áreas eléctricas
Flujo los circuitos en cada hora	Suma de flujos entre áreas
Capacidad de los circuitos en cada hora	Generación mínima en área eléctrica

 = NO considerado para el Despacho de Precio

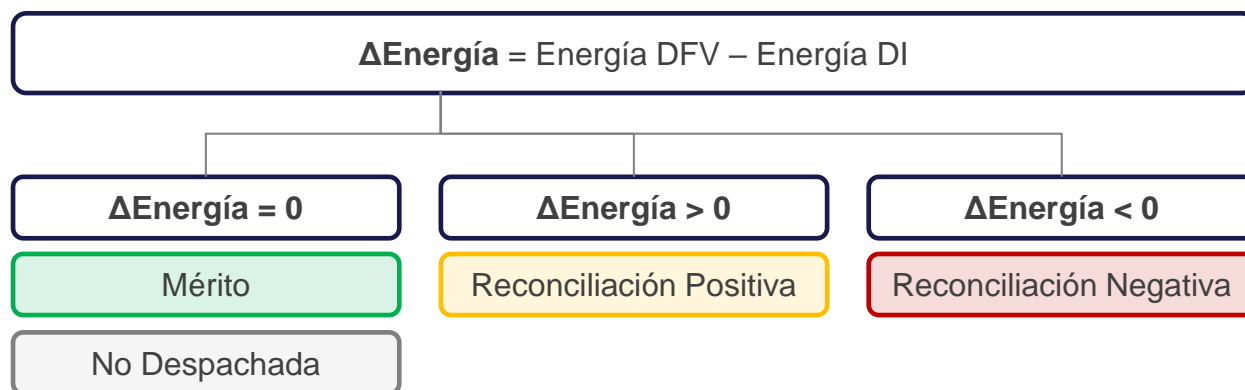
## Esquemmatización del Diseño Simulado – Mercado Intradiario



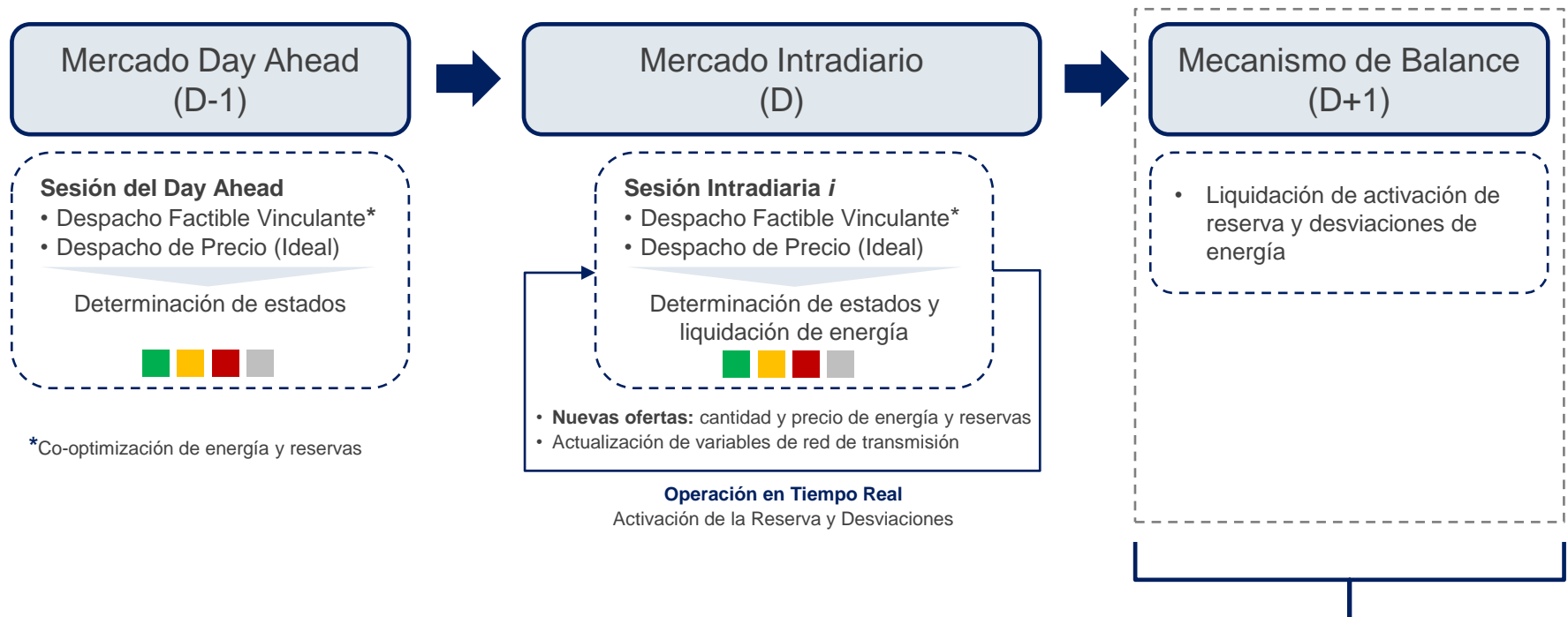
- En cada una de las sesiones del Mercado Intradiario, independientemente de su número, se vuelve a ejecutar el DFV y el DI, cambiando el horizonte de operación (considerando únicamente las horas remanentes del día), y utilizando información actualizada, incluyendo las declaraciones de cantidades y las ofertas de precios de la energía y de reserva.
- Con el resultado del DFV y del DI en cada sesión, **se determina el estado de cada planta y si se presentan cambios con relación al estado de la sesión inmediatamente anterior** para efectos de aplicar la liquidación respectiva (ya explicada). Se destaca que en cada sesión se realiza la liquidación de todos los conceptos, únicamente para las horas correspondientes a la respectiva sesión.
- También se realiza la reconciliación entre sesiones de los SSCC. **Para el efecto, se calcula la diferencia entre los DFV de cada sesión respecto de la sesión del D-1 (en contraste con la energía, que realiza respecto a la sesión anterior).**

## Esquemmatización del Diseño Simulado – Mercado Intradiario (Cont.)

- En el Informe 3 de PHC-PSR, la formulación del numeral 4.3.2 establece que la liquidación de los SSCC se realiza con relación al compromiso de la sesión inmediatamente anterior. Sin embargo, en el informe final de dicho estudio, en el numeral 2.3.4 referente a la valoración de las variaciones de reserva entre sesiones de mercado, se hace explícito esta deberá calcularse con respecto al compromiso original del Day Ahead.
- **A diferencia de la propuesta realizada por el estudio de PSR – Di Avanti, se entiende de la metodología simulada en el estudio de PHC-PSR que los agentes sí podrán realizar nuevas ofertas de cantidad y de precio para los SSCC en las sesiones del mercado intradiario.**
- Tal como se analizó en la sección del “Análisis de las propuestas de despacho vinculante y mercado intradiario”, cada planta de generación solo puede tener un estado en cada una de las sesiones del mercado, esto es, una planta no puede tener una combinación de dos o más estados simultáneamente.
- La determinación del estado se realiza únicamente en función del diferencial de energía de cada planta entre el DFV y el DI, tal como se muestra en el siguiente diagrama, según el procedimiento descrito por PHC-PSR aplicado en el modelo de liquidaciones.



## Esquemmatización del Diseño Simulado – Mecanismo de Balance



- Después del cierre de la última sesión del Mercado Intradía, se fijan las posiciones comerciales y cualquier cambio en el despacho es cubierto por el operador del sistema a través de los servicios complementarios o desviaciones autorizadas.
- El mecanismo de balance que se ejecuta en el D+1 se compone de la liquidación de los siguientes conceptos: (i) activación de la reserva asignada en cada sesión del mercado intradía, (ii) autorizaciones del operador del sistema que pueden corresponder a activación de reserva no asignada o a desviaciones de energía de los recursos disponibles buscando la optimización económica, y (iii) desviaciones no autorizadas por el operador (desviaciones voluntarias).
- A continuación se amplía al respecto.

## Liquidación de los SSCC (Reserva)

- A las plantas que prestan el servicio de reserva se les considera **dos conceptos independientes para la liquidación**:

### Disponibilidad para Prestar el Servicio subir o para bajar

- Las plantas que prestan el servicio de reserva a través de los SSCC serán remuneradas por su disponibilidad para prestar el servicio, ya sea para subir o para bajar.
- La remuneración a recibir por esta disponibilidad se calcula a partir de las cantidades de reserva asignadas a cada planta en el DFV multiplicado por el precio marginal del respectivo SSCC obtenido del DFV.

+

### Prestación Efectiva del Servicio (Activación de reserva para subir o para bajar)

- Si la disponibilidad de reserva a subir de una determinada planta es activada, esta recibirá la cantidad de energía activada que sube valorada al precio de energía de reconciliación positiva:

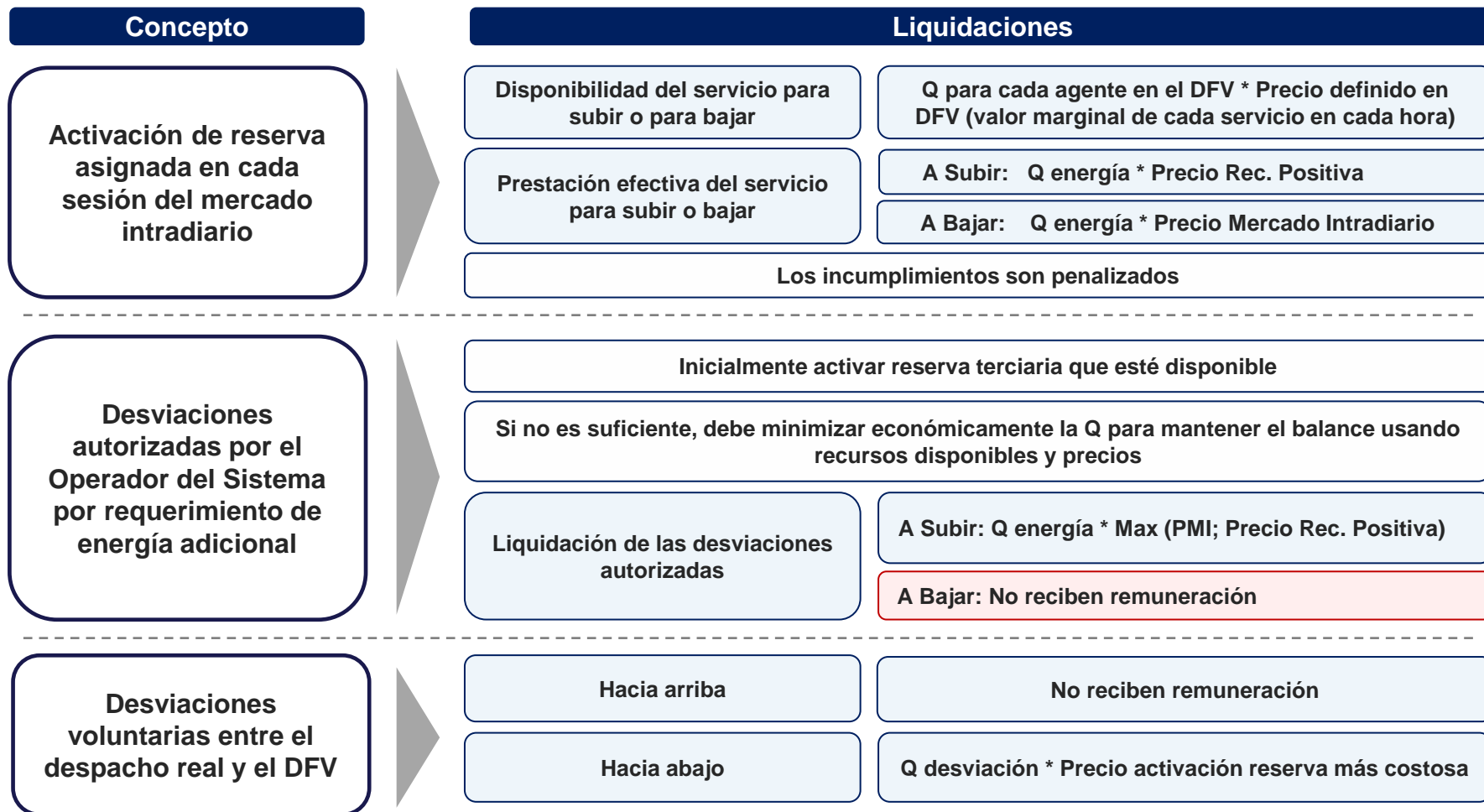
$$\text{Remuneración por activación de reserva a subir} \\ = \text{Cantidad de energía activada a subir} \times \text{Precio Rec Positiva}$$

- Si la disponibilidad de reserva a bajar de una determinada planta es activada, este agente deberá devolver la cantidad de energía activada que baja valorada al precio de la energía de la sesión del mercado intradiario correspondiente, así:

$$\text{Devolución por activación de reserva a bajar} \\ = \text{Cantidad de energía activada a bajar} \times \text{PMI de la sesión correspondiente}$$

Donde PMI es el precio de bolsa de la sesión correspondiente, es decir, el precio de la sesión del mercado intradiario.

## Funcionamiento del Mecanismo de Balance



- Finalizadas las liquidaciones del mecanismo de balance se deben determinar los valores netos resultantes que corresponden a las diferencias entre los valores pagados y cobrados. En caso de ser necesario los montos calculados serán recaudados o distribuidos entre los comercializadores en proporción a su demanda comercial.

## Análisis del Ejemplo de Aplicación

- Con el fin de comprobar la interpretación del Consultor de las fórmulas de liquidación de cambio de estado y del mecanismo de balance, se reprodujo parcialmente, la salida del modelo de liquidaciones correspondiente a Chivor, incluida en el Informe de PHC-PSR, con tres mercados intradiarios.
- Los resultados confirmaron el entendimiento del Consultor.
- Es importante anotar que el modelo de liquidación no se ha hecho público por parte de la CREG, y el ejemplo de Chivor es incompleto por cuanto no muestra todas las horas necesarias para verificar las liquidaciones a lo largo de todo el horizonte de cada mercado intradiario y del mecanismo de balance.
- A continuación se ilustra la reproducción mencionada de dichas liquidaciones para la hora 0 (la cual se liquida en la Sesión 1 del mercado intradiario) y para la hora 8 (la cual se liquida en la Sesión 2 del mercado intradiario), mostrando únicamente las filas relevantes para este propósito.
- El SSCC de RTF no se muestra puesto que todos los valores en el ejemplo de aplicación son de cero.
- La liquidación de los SSCC que se muestra en el mecanismo de balance incluye tanto la remuneración por disponibilidad como la remuneración por la prestación efectiva del servicio.

## Análisis del Ejemplo de Aplicación – Hora 0

Mercado Day Ahead			Mercado Intradiario			Mecanismo de Balance
<b>Precios del Sistema</b>			<b>Sesión 1</b>	<b>Sesión 2</b>	<b>Sesión 3</b>	<b>Balance</b>
MPO (\$/MWh)		154,700	139,230	N/A	N/A	139,230
Precio Reserva ↑ (\$/MWh)		57,476	57,476	N/A	N/A	57,476
Precio Reserva ↓ (\$/MWh)		57,476	57,476	N/A	N/A	57,476
Precio Reconciliación + (\$/MWh)			N/A	N/A	N/A	57,476
<b>Energía</b>						
Oferta de Precio (\$/MWh)		57,476	57,476	N/A	N/A	N/A
Oferta de Energía (MWh)		500	375	N/A	N/A	N/A
Despacho Ideal (MWh)		500	375	N/A	N/A	N/A
Despacho Vinculante (MWh)		500	375	N/A	N/A	375.0
Δ Energía (MWh)		0	0	N/A	N/A	N/A
Estado		Mérito	Mérito	N/A	N/A	N/A
Liquidación de Energía (\$ MM)		N/A	59.9	N/A	N/A	59.9
<b>SSCC (Reserva)</b>						
Disponibilidad RSF ↑ (MWh)		210	210	N/A	N/A	210
Disponibilidad RSF ↓ (MWh)		210	210	N/A	N/A	210
Asignación RSF ↑ (MWh)		210	210	N/A	N/A	210
Asignación RSF ↓ (MWh)		210	210	N/A	N/A	210
Activación RSF ↑ (MWh)		N/A	N/A	N/A	N/A	210
Activación RSF ↓ (MWh)		N/A	N/A	N/A	N/A	0
Liquidación RSF ↑ (\$ MM)		N/A	12.1	N/A	N/A	24.1
Liquidación RSF ↓ (\$ MM)		N/A	12.1	N/A	N/A	12.1
Generación Real (MWh)		N/A	N/A	N/A	N/A	634.4
Des. Voluntaria (+/-) (MWh)		N/A	N/A	N/A	N/A	49.4
Liquidación Des. Vol. (\$ MM)		N/A	N/A	N/A	N/A	0.0

## Análisis del Ejemplo de Aplicación – Hora 8

Mercado Day Ahead			Mercado Intradiario			Mecanismo de Balance
<b>Precios del Sistema</b>		<b>Sesión D-A</b>	<b>Sesión 1</b>	<b>Sesión 2</b>	<b>Sesión 3</b>	<b>Balance</b>
MPO	(\$/MWh)	154,700	188,140	220,000	N/A	220,000
Precio Reserva ↑	(\$/MWh)	57,476	57,476	57,476	N/A	57,476
Precio Reserva ↓	(\$/MWh)	57,476	57,476	57,476	N/A	57,476
Precio Reconciliación +	(\$/MWh)		N/A	N/A	N/A	57,476
<b>Energía</b>						
Oferta de Precio	(\$/MWh)	57,476	57,476	63,224	N/A	N/A
Oferta de Energía	(MWh)	500	375	750	N/A	N/A
Despacho Ideal	(MWh)	500	375	750	N/A	N/A
Despacho Vinculante	(MWh)	500	375	750	N/A	750.0
Δ Energía	(MWh)	0	0	0	N/A	N/A
Estado		Mérito	Mérito	Mérito	N/A	N/A
Liquidación de Energía	(\$ MM)	N/A	N/A	153.1	N/A	153.1
<b>SSCC (Reserva)</b>						
Disponibilidad RSF ↑	(MWh)	210	210	210	N/A	210
Disponibilidad RSF ↓	(MWh)	210	210	210	N/A	210
Asignación RSF ↑	(MWh)	210	210	210	N/A	210
Asignación RSF ↓	(MWh)	210	210	210	N/A	210
Activación RSF ↑	(MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A	0
Activación RSF ↓	(MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A	96
Liquidación RSF ↑	(\$ MM)	N/A	N/A	12.1	N/A	12.1
Liquidación RSF ↓	(\$ MM)	N/A	N/A	12.1	N/A	33.3
Generación Real	(MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A	653.5
Des. Voluntaria (+/-)	(MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A	0.0
Liquidación Des. Vol.	(\$ MM)	N/A	N/A	N/A	N/A	0.0

## Mecanismo de Mitigación del Poder de Mercado

- La simulación del diseño de mercado de corto plazo y de SSCC plantea la incorporación de un mecanismo de mitigación del poder de mercado.
- Para el efecto, el poder de mercado se determina si un agente es pivotal para suministrar sus productos de reserva en el mercado, esto es, un agente es pivotal en el mercado de productos si dadas las ofertas de los otros agentes, la demanda total del mercado no se puede satisfacer sin una cierta cantidad de oferta de sus productos.
- El mecanismo de mitigación de poder de mercado opera de la siguiente manera:
  - ✓ Todas las ofertas de cantidad y precio de reserva se someten al análisis de poder de mercado.
  - ✓ Si un agente es pivotal para prestar los SSCC, se modifica el precio de la cantidad de oferta que resulte pivotal por un valor igual al establecido por el regulador. También se plantea por parte de PCH-PSR que dicho valor podría ser igual a la oferta de menor precio que sigue y que no sea pivotal.
- Se realizó una validación por parte de PHC-PSR para identificar si en alguna de sus simulaciones se presentó una condición de poder de mercado, para lo cual se utilizó el **Índice de Poder Residual**.
- Este índice es calculado como la relación entre la oferta total de SSCC para el sistema sin incluir la oferta del agente  $j$ , sobre demanda total de SSCC del sistema. Valores mayores a 1 indican que existe suficiente oferta por parte de los otros agentes (diferentes al agente  $j$ ) para satisfacer la demanda del mercado. Por el contrario, valores inferiores a 1 indican que el agente  $j$  tiene la capacidad de fijar el precio del mercado.
- Los resultados de PCH-PSR indican que no se presentó poder de mercado en ninguna de las simulaciones.

## Discusión sobre la Simulación Integrada de las Propuestas

- El estudio presenta las siguientes conclusiones principales que contribuirían a validar la bondad de las propuestas de despacho vinculante, mercado intradiario y SSCC:
  - ✓ La inclusión de la reserva diferencial hacia arriba y hacia abajo genera una asignación más eficiente de la reserva.
  - ✓ Es importante contar con la reserva terciaria para la optimización del mecanismo de balance.
  - ✓ Cuanto mayor sea la cantidad de sesiones intradiarias se logra mayor eficiencia teniendo un valor óptimo de 4 y empezando a decrecer la eficiencia cuando se tienen 6 sesiones, cuyo resultado se obtuvo de las simulaciones. Plantean que, si la logística del operador del sistema y de los agentes no permiten comenzar con cuatro sesiones, se podría empezar con dos o tres y evolucionar hacia las cuatro sesiones en la medida que se vaya adquiriendo madurez en el mercado.
  - ✓ Los agentes pueden administrar el riesgo de incumplir su compromiso en el despacho vinculante por salida de sus unidades actualizando su oferta en las sesiones del mercado intradiario.
- Las conclusiones relacionadas con la liquidación del CxC y los contratos no resultan del proceso de simulación sino del criterio del consultor, y se encuentran en la misma dirección de la recomendación de Comillas:
  - ✓ Liquidación del CxC: se recomienda que el precio de activación para las OEF sea tomado del DI del mercado del Day Ahead.
  - ✓ Liquidación de contratos: se recomienda tomar como referencia el mercado del día anterior considerando las cantidades del DFV, y como precio el MPO del DI.
- La decisión de co-optimización o no en el despacho de precio, así como la evaluación de las alternativas más apropiadas para la liquidación del CxC y los contratos, solamente podrá evaluarse a mayor profundidad en un proceso de diseño y pruebas piloto, tal como lo propone IRENA en 2019 (al cual se hace referencia en la discusión sobre la migración a precios nodales), y que de cierta manera, se refleja en la hoja de ruta propuesta por el Foco 1.

# Discusión sobre la Migración a un Esquema Nodal

5

## Precios Nodales en el Foco 1 de la MTE

- Cadena y Muños, “Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro”, 2019, desarrollan una sección denominada “Restricciones y precios nodales e infraestructura de transmisión”, en el cual destacan los diferentes estudios realizados en el país en los cuales se recomienda la migración hacia precios nodales.
- Con relación a la directrices para el desarrollo de la MTE por parte del Foco 1, si se llegase a considerar una propuesta de avanzar hacia precios nodales, se señala lo siguiente:
  - ✓ La hoja de ruta deberá incluir una definición de los mecanismos de riesgos de la diferencia de precios que debe instaurarse, o sea, la conveniencia o no de introducir derechos financieros de transmisión.
  - ✓ Agrega que dada la complejidad de implementar este tipo de mecanismos, se deberá evaluar en qué forma se manejarán dichos riesgos: si a través de un esquema de derechos financieros ejecutado por el operador del mercado, si se confiará en que los participantes encuentren instrumentos financieros para hacerlo, o una combinación de ambos, y evaluar cómo se asignan estos precios entre agentes.
  - ✓ Adicionalmente, el consultor debía evaluar el esquema de expansión y remuneración de la red y recomendar los ajustes del caso para reducir las restricciones y revisar las metodologías actuales de expansión de la transmisión y considerar ajustes estructurales, como realizar una expansión más proactiva y anticipada que considere los costos de retraso y sus efectos en la congestión.
- Al revisar el informe del Foco 1 se encuentra que este se enfocó en incluir en un Anexo la experiencia de EEUU en el campo de precios nodales, pero no avanzó en un desarrollo como tal de lo sugerido por Cadena y Muñoz. La experiencia de precios uniformes y zonales en Europa no se analiza.
- Manifiesta el Foco 1 que el STN hacia 2024 estará adaptado económicamente, lo cual facilitaría la implementación.
- El Foco 1 señala que para hacer un análisis detallado de precios nodales debe descomponerse en sus tres partes: energía, pérdidas y congestión, lo cual permite identificar a cargo de quién estaría la remuneración de cada una.
- En realidad, la contribución principal del Foco 1 es la propuesta de Hoja de Ruta para construir una migración hacia cargos nodales o zonales, lo cual es consistente con la complejidad de ese objetivo y su aplicación en el entorno del sector eléctrico del país.

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia

- La consideración de una posible migración hacia un esquema de precios nodales en Colombia es un tema que viene siendo abordado desde 2010, a través de diferentes estudios desde 2010 se han venido realizando estudios con diferente alcance, relacionados con la alternativa de migrar hacia un esquema de precios nodales en el SIN, varios de los cuales son referenciados por Cadena y Muñoz (2019).
- Los diferentes estudios identificados por el Consultor fueron revisados, especialmente aquellos que superan el alcance meramente descriptivo para incursionar en modelamiento y simulaciones, de los cuales se resaltan algunos que se presentan a continuación, para efectos de contar con una visión sobre la problemática asociada a esta materia y de la Hoja de Ruta propuesta por el Foco 1 que se aborda más adelante.

### 2010, Gallego y Duarte\*

- Afirman que es lógico pensar que los agentes incluyen en sus ofertas la percepción sobre las restricciones de red en las que venden su energía. Problemas tan comunes como carga atrapada o generaciones obligadas para mantener la operación del sistema de potencia dentro de rangos seguros, son condiciones que pueden ser explotadas por los agentes para influenciar los precios del mercado.
- El problema del Despacho Económico es planteado como la solución de flujos óptimos de potencia (DC por limitaciones computacionales) sobre el sistema de transmisión, basados en las ofertas de precios.
- Se simuló los nodos del sistema representados por barrajes de las subestaciones y la demanda asociada a 259 barras para las cuales se conocía el factor de potencia. Se consideraron en total 620 nodos, de ellos, 178 de generación. Además, seis áreas operativas: Caribe, Caribe 2, Oriental, Suroccidental, Antioquia-San Carlos y Nororiental.

\* Luis Eduardo Gallego Vega y Oscar Germán Duarte Velasco, Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia, Ingeniería e Investigación Vol 30 No. 3 Diciembre 2010 (71-85).. Proyecto de investigación "Modelamiento del comportamiento de la oferta de energía eléctrica". Universidad Nacional-

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia (Cont.)

- El mencionado estudio concluyó que la observación de precios nodales diferenciados entre las áreas operativas “*sugiere un efecto de las restricciones de transmisión que hacen que los costos operativos sean mayores*”.

Tabla 3. Precios nodales por área operativa para precios de oferta reales durante el periodo 2001-2004

Áreas	Precio nodal promedio (\$/KWh)	Desviación Estándar
Oriental	69.22	17.47
ASC	75.79	17.20
Caribe2	109.02	20.60
Suroccidental	99.48	22.34
Caribe	74.72	33.13
Noreste	61.87	14.82

- La importante diferencia de precios en los precios nodales promedio en las distintas áreas operativas reafirmaba su carácter multinodal, y por lo tanto, “*existe un problema estructural de él al considerar un modelo uninodal y no representar adecuadamente el efecto de las restricciones en la forma como se compensan las restricciones (reconciliación positiva y negativa), cuyas fórmulas de precio no reflejan el carácter multinodal del sistema (precios nodales).*”
- Adicionalmente se agregaba que: “*... un primer análisis de cada área operativa muestra que la participación por agentes generadores para la mayoría de las áreas se comporta como un duopolio. Esta estructura puede sugerir un posible planteamiento en teoría de juegos para cada área del sistema.*”
- El anterior aspecto observado en el citado estudio constituye una de las situaciones que debe evaluarse cuidadosamente, así como la aplicación efectiva de reglas de mitigación de poder de mercado.

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia (Cont.)

2014, Zambrano, Olaya y Velásquez\*

- El documento presenta un modelo de simulación para evaluar opciones de manejo de las restricciones de transmisión para examinar si los derechos financieros de transmisión (FTR) pueden mejorar la asignación de capacidad en el mercado colombiano. Los FTR otorgan a sus titulares el derecho a cobrar las rentas por congestión, sin tener un control real de la capacidad de transmisión y  cubren los riesgos de precios en los mercados de precios nodales.
  
- El modelo tiene como objetivo investigar cuestiones como:
  - ¿Los precios nodales mejorarían el funcionamiento del sistema eléctrico de Colombia?;
  - ¿Los precios nodales mejorarían las señales de inversión para reguladores y agentes?;
  - ¿Pueden los precios nodales y los FTR mejorar el actual esquema de remuneración de transmisión para el mercado colombiano?
  - ¿Es la asignación de capacidad de transmisión más eficiente con el esquema actual que con un esquema de precios nodales-FTR?
  
- Encuentran consistencia con Gallego Vega y Duarte Velasco 2010, en cuanto que los precios de la energía bajo el esquema actual no reflejan las limitaciones reales de transmisión de flujo que interconecta las regiones centrales (donde se ubica la mayor parte de la generación hidráulica) con el norte y suroeste. del país. Estos costos de congestión se internalizan mediante precios nodales en el mecanismo propuesto.

\* Zambrano C., Y. Olaya y J. D. Velasquez. 2014. "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market." IEEE Xplore Digital Library, Disponible en: <https://informs-sim.org/wsc14papers/includes/files/039.pdf> - Proceedings of the 2014 Winter Simulation Conference A. Tolk, S. Y. Diallo, I. O. Ryzhov, L. Yilmaz, S. Buckley, and J. A. Miller, eds.

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia (Cont.)

### 2014, Zambrano, Olaya y Velásquez\* (Cont.)

- Cuando se implementan precios nodales y un mercado FTR, su valor está vinculado a los niveles de congestión que observan los compradores y, por lo tanto, depende del comportamiento histórico de la oferta, la demanda y los precios de energía. Este esquema es más sensible que el esquema actual al comportamiento especulativo de los generadores, especialmente en períodos de baja hidrología.
- Los resultados muestran que los principales compradores de FTR se encuentran en las regiones del norte y los enlaces de interconexión; estos agentes deben cubrir el riesgo asociado con la compra de energía a los generadores en el centro del país. Los compradores ubicados en el centro del país, por el contrario, solo compran FTR durante las horas pico y durante los períodos de poca lluvia.
- Resaltan que la evaluación y el diseño de los mercados de derechos de transmisión es complejo porque necesita considerar las limitaciones físicas de las redes de transmisión y porque es difícil predecir cómo se comportarán los agentes del mercado. Los mercados de energía son sistemas complejos adaptativos. La singularidad de los mercados de energía surge de la diversidad de tecnologías y regulación, la competencia entre agentes, la complejidad de la regulación y las características técnicas y físicas de las redes de transmisión. Se necesita un análisis de costo-beneficio de la implementación de FTR y precios nodales.
- *"Las extensiones y el trabajo futuro podrían abordar la respuesta a largo plazo del mercado a los incentivos financieros de los derechos de transmisión y la seguridad del suministro de energía ante eventos como ataques terroristas a la infraestructura eléctrica o eventos hidrológicos."*

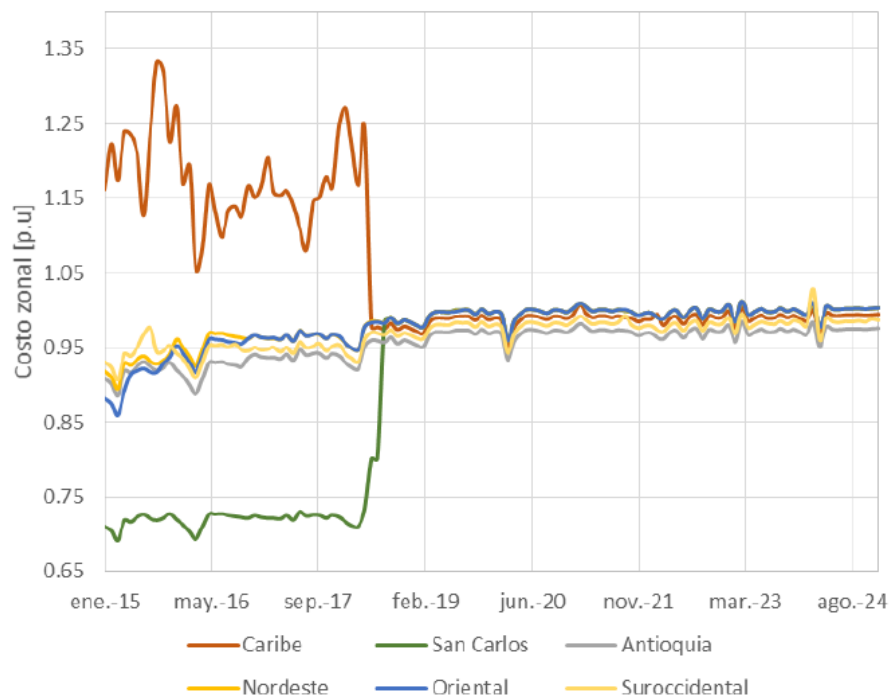
\* Zambrano C., Y. Olaya y J. D. Velasquez. 2014. "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market." IEEE Xplore Digital Library, Disponible en: <https://informs-sim.org/wsc14papers/includes/files/039.pdf> - Proceedings of the 2014 Winter Simulation Conference A. Tolk, S. Y. Diallo, I. O. Ryzhov, L. Yilmaz, S. Buckley, and J. A. Miller, eds.

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia (Cont.)

2018, David Alejandro Piñeros\*:

- Se señala en el diagnóstico que los principales problemas de esquema actual de reconciliaciones consisten en que el pago adicional asociado no provee señales económicamente eficientes puesto que los costos de la congestión son socializados indiscriminadamente, y que el costo total para la demanda puede ser superior al que se tendría bajo un esquema nodal o zonal.
- El estudio muestra información donde se destaca que las áreas operativas con más restricciones son las ubicadas al norte, y que “los mayores costos de atender la demanda deberían presentarse en esa zona del país” y elabora un modelamiento de los costos nodales de las restricciones y de los potenciales impactos de proyectos de transmisión (por ejemplo, para la conexión de Hidroituango).
- Del modelamiento se obtiene que los costos en la región Caribe son 18% superiores al precio uninodal en los tres primeros años del estudio y los de San Carlos un 30% inferiores al precio uninodal en ese mismo horizonte. En 2018, cuando se preveía la entrada de varios proyectos de transmisión para fortalecer la interconexión entre esas dos regiones, las diferencias de precio desaparecen.

**Costos zonales 2015 – 2024**  
**Fuente: Piñeros, 2018**



\* Análisis de la implementación de cargos nodales en el SIN. Tesis de grado con la asesoría de Ángela Cadena.

## Los Estudios sobre Precios Nodales en Colombia (Cont.)

### 2016, EY\*:

- El estudio de EY elaborado en 2016, aunque no entró en el modelamiento y simulación de precios nodales, sí elaboró de manera directa sobre las diferentes posiciones (o “mitos” como los denomina el estudio citado) que se han venido esgrimiendo sobre los precios nodales en el sector:
  - ✓ El modelo uninodal está diseñado para las condiciones de Colombia.
  - ✓ Los precios nodales son incompatibles con políticas de equidad regional fundamentadas en subsidios cruzados que hacen parte de la política energética nacional.
  - ✓ Los precios nodales no son aplicables el MEM, una metodología similar fue implementada la cual se abandonó en 1999.
  - ✓ Las razones por la cual se abandonó la metodología de cargos zonales por uso del STN indican que las señales de localización son inefectivas en el MEM.
  - ✓ Los análisis del regulador en 1999 concluyeron que la generación no responde a señales de localización.
  - ✓ La metodología de precios nodales es aplicable en otros mercados pero no en Colombia que cuenta con recursos de generación diferentes, y tampoco fomenta el uso de renovables.
  - ✓ La aplicación de precios nodales está dirigida a la expansión de transmisión por rentas de congestión y no es compatible con una metodología de expansión centralizada como existe en el STN.
  - ✓ La metodología de precios nodales marginales no es compatible con el mecanismo de cargo por confiabilidad y con el hecho de contar con un precio de escasez uniforme para el mercado de energía.
- Se afirma que, siendo el modelo actual y el propuesto ambos de tipo pool *“el cambio puede verse como una evolución del mercado a un estado más avanzado más que un cambio abrupto, y aunque el proceso de transición conlleva cambios significativos, no constituye un rediseño total del mercado.”* y que es compatible con el esquema de contratos de energía como coberturas financieras y con el esquema del CxC.

\*E&Y, Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones – Producto 4, 2016.

## IRENA – Discusión sobre Precios Nodales o Zonales

- La publicación de IRENA en 2019\* es relevante para ilustrar la discusión alrededor de la importancia de los precios nodales (o zonales alternativamente), en el contexto de la penetración de las ERV y la transición hacia mercados descentralizados.
- El análisis se enmarca en un proyecto que abarca un panorama de innovaciones a través de cuatro dimensiones. Su citación acá es pertinente para el alcance del presente trabajo, dado el alcance que la MTE a visualizado para el mercado colombiano en el mediano y largo plazo.

Dimensiones		● ENABLING TECHNOLOGIES	● BUSINESS MODELS	● MARKET DESIGN	● SYSTEM OPERATION	
1	Utility-scale batteries	12	Aggregators	17	25	Future role of distribution system operators
2	Behind-the-meter batteries		13	Peer-to-peer electricity trading	26	Co-operation between transmission and distribution system operators
3	Electric-vehicle smart charging		14	Energy-as-a-service	18	Advanced forecasting of variable renewable power generation
4	Renewable power-to-heat		15	Community-ownership models	19	Innovative operation of pumped hydropower storage
5	Renewable power-to-hydrogen		16	Pay-as-you-go models	20	Virtual power lines
6	Internet of things			21	21	Dynamic line rating
7	Artificial intelligence and big data			22	22	
8	Blockchain			23	23	
9	Renewable mini-grids			24	24	
10	Supergrids					
11	Flexibility in conventional power plants					

\* IRENA, Increasing Space Granularity in Electricity Markets, Innovation Landscape Brief, Autores: “Arina Anisie, Elena Ocenic and Francisco Boshell with additional contributions and support by Harsh Kanani, Rajesh Singla (KPMG India). Valuable external review was provided by Helena Gerard (VITO), Pablo Masteropietro (Comillas Pontifical University), Rafael Ferreira (former CCEE, Brazilian market operator) and Gerard Wynn (IEEFA), along with Carlos Fernández, Martina Lyons and Paul Komor (IRENA).”

## IRENA – Discusión sobre Precios Nodales o Zonales (Cont.)

- El citado documento resalta que los precios nodales (eventualmente los zonales) permiten:
  - ✓ Optimizar la operación. Permitiendo al operador evitar redespachos costosos después que el mercado ha cerrado. Y del lado de la demanda, da incentivos a desplazar la carga a horas de menor congestión y respuesta de la demanda en general.
  - ✓ Optimizar las inversiones en transmisión. Permite una mejor identificación las necesidades de inversión, lo cual es relevante para la integración de ERV mediante:
    - Instalar ERV donde existe relativa alta demanda y bajo suministro; o,
    - Ampliar la capacidad de transmisión de tal forma que la ERV se suministra a otras áreas donde la demanda es alta.
  - ✓ Optimizar las inversiones en generación. Por ejemplo, hacia ER en sitios con altos precios y en GD.
- Se resalta que se requiere una alta capacidad computacional y de personal calificado.
- Al igual que en el documento del Foco 1, la experiencia reportada en precio nodales es la de EEUU. Por otro lado, se resalta que la experiencia europea es principalmente de precios zonales entre países y, en algunos casos, grandes zonas dentro de un mismo país. Las transacciones dentro de una zona son consideradas sin restricciones.
- Una recomendación que surge es la de solicitar que se estudie a fondo la experiencia europea, en particular, las razones por las cuales no se ha introducido de manera decidida el esquema de precios nodales, y/o, la transición que se tendría prevista, considerando igualmente todas las implicaciones que se han evaluado el mercado de contratos y los mecanismos de confiabilidad.

## IRENA – Discusión sobre Precios Nodales o Zonales (Cont.)

- El citado documento de IRENA identifica los siguientes requerimientos para adoptar un esquema de precios nodales:

<b>REQUISITOS TÉCNICOS</b>	<b>Software:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Alta capacidad computacional y de herramientas de modelamiento</li><li>Automatización de múltiples procesos y de intercambio de información comercial y de operación.</li></ul>
<b>REQUISITOS REGULATORIOS</b>	<b>Mercado Mayorista:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Un adecuado nivel de granularidad (nodal o zonal) basado en criterios técnicos y socio-económicos como maximización del bienestar, confiabilidad, etc.</li><li>Estudios detallados de flujos de carga para la identificación de los nodos o zonas de oferta de precios.</li><li>Desarrollo de una metodología de determinación de precios transparente.</li><li>Una Buena capacidad de monitoreo de ese mercado para evitar manipulación.</li><li>Seguimiento permanente del impacto de la granularidad sobre los costos de generación para los consumidores y su publicación abierta.</li></ul>
<b>ROL Y RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES</b>	<b>Reguladores:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Diseño de reglas en consulta con todas las partes interesadas.</li><li>Reglas de cumplimiento y de monitores para los ajustes que se requieran del diseño.</li></ul> <b>Operador del Mercado y del Sistema:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Desarrollar pilotos y conducir estudios con los reguladores y los agentes para evaluar el nivel de granularidad apropiado en el diseño del mercado.</li></ul>

## Consideraciones sobre la Implementación de Precios Nodales

- Desde el punto de vista teórico no existe discusión sobre las bondades de los precios nodales (y su eventual acompañamiento de un esquema de DFT), sin embargo no es clara la relación beneficio costo frente al despacho vinculante y mercados intradiarios que se propone
- Señala Comillas que con la introducción de compromisos comerciales vinculantes, la imposibilidad de recurrir a precios nodales será, en algunas ocasiones, un impedimento para lograr el resultado que se podría clasificar como first best. “Sin embargo, las ventajas de implementar dichos despachos vinculantes, aún en un contexto con un precio uniforme, son incuestionables y que, de hecho este diseño consistente en un precio uniforme y una secuencia de mercados vinculantes es precisamente el enfoque empleado en la mayoría de mercados en Europa.”
- De otro lado, se argumenta que el “estado final de diseño” ideal, es la de un mercado con precios nodales, con derechos financieros de transmisión, y otros posibles elementos que podrían hacer parte de dicho diseño, en función de su desarrollo en el largo plazo.
- Dentro de la discusión sobre los beneficios antes enunciados a nivel general, y bajo el supuesto que lo más evidente, desde el punto de vista de decisión regulatoria, parece ser la introducción del despacho vinculante y los mercados intradiarios, durante el desarrollo de la hoja de ruta propuesta por el Foco 1 de la MTE (con los ajustes que se acuerden), durante el proceso de diseño y evaluación objetiva del paso a un esquema de precios nodales o zonales se debe dar especial énfasis a valorar:
  - ✓ La potencial reducción de costos de restricciones frente al esquema de despacho vinculante y mercados intradiarios puesto en marcha.
  - ✓ La potencia de la señal de los precios nodales o zonales en el contexto colombiano, para incentivar cada uno de los siguientes frentes: localización de generación en el SIN, generación distribuida y respuesta de la demanda.
  - ✓ Las implicaciones sobre el mercado de contratos (formación de precios, liquidez).
  - ✓ Las implicaciones sobre las tarifas a los usuarios finales

# Conclusiones y Recomendaciones sobre las Propuestas

6

## Discusión Sobre el Diseño Final del Mercado de Corto Plazo

### ▪ ¿Qué diseño final adoptar para el mercado de corto plazo?

- ✓ Lo primero a discutir es si definitivamente se debe ir hacia un esquema de precios nodales.
- ✓ En segundo lugar, en caso de que la respuesta sea afirmativa, se debe considerar cuál de las dos alternativas propuestas por el Foco 1 es la más aconsejable, si una reestructuración por etapas o por la vía acelerada.

- Respecto a la primera pregunta, el problema principal es que no se cuenta con suficientes elementos de juicio, tal como se desprende de la discusión sobre la justificación de adoptar el esquema de precios nodales en el contexto colombiano que se presenta en el presente documento.
- Por lo anterior, el acoger la hoja de ruta del Foco 1 implica adoptar un camino seguro, consistente en implementar todas las acciones necesarias para evaluar a fondo los beneficios y costos que implicaría el esquema nodal, comparado con el de esquema de precio uniforme vigente.
- De esta manera, en caso de que la conclusión final sea en favor de los precios nodales, se habría avanzado por la vía de una reestructuración por etapas, surtida en un tiempo amplio y razonable, tomando en cuenta que se trata de modificaciones significativas al esquema actual que requieren de un cuidadoso diseño y evaluación.
- Este período de diseño, implantación del esquema nodal en paralelo al de precio uniforme, y su evaluación costo – beneficio, también iría de la mano del análisis, diseño y evaluación de los cambios al esquema actual de expansión, remuneración y determinación de cargos de transporte o de derechos financieros de transmisión. Complementariamente, se avanzaría en la evaluación sobre la interacción del nuevo diseño con los mercados de contratos y el Cargo por Confiabilidad (considerando posibles ajustes o mecanismos alternativos).
- **En conclusión, es claramente recomendable seguir por el camino que trae la CREG, dejando la evaluación de una migración hacia un esquema multinodal para cuando se haya consolidado la transición en curso, tal como se propone en las recomendaciones para la Hoja de Ruta.**

# Anexos

- i Visión de la CREG sobre el Mercado de Corto Plazo
- ii Visión del Foco 1 de la MTE Sobre el Mercado de Corto Plazo

7

## Visión de la CREG Sobre el Mercado de Corto Plazo

- En 2016, la CREG publicó el Documento 004B “Propuesta para la implementación de un despacho vinculante” en el cual se concluyó que el MEM de corto plazo que opera actualmente se caracteriza por tener un despacho indicativo, un listado de causales de redespachos y una única liquidación que se hace con el precio de bolsa que es calculado un día después de la operación, diseño que:
  - ✓ Provoca ciertas inflexibilidades que resultan en situaciones subóptimas:
    - Una lista de causales de redespachos que no es transparente y difícil de verificar, lo cual puede prestarse para comportamientos oportunistas (por ejemplo, cambio de disponibilidad para subir el precio).
    - El hecho de utilizar la información del día anterior limita la posibilidad de aprovechar recursos que por cualquier razón pudiesen tener ofertas de precios más económicas el día de operación.
  - ✓ Una asignación asimétrica de riesgos entre generadores y demanda;
  - ✓ Reduce la posibilidad de participación de la demanda, y;
  - ✓ No está bien coordinado con el sector de gas y al no existir mercados intradiarios que permitan aprovechar las plantas a gas en función de la evolución de la disponibilidad y precios del suministro y transporte.
- A pesar que las ofertas del día anterior se utilizan en todas las etapas, esa información no genera compromiso comercial dado que es posible desviarse del despacho programado (la indisponibilidad no causa penalidad siempre que el aviso se haga con la anticipación regulada).
- Adicionalmente, la bolsa tiene las siguientes características:
  - ✓ Las ofertas de precio no se pueden cambiar.
  - ✓ Sólo se puede declarar la indisponibilidad de una unidad que salió despachada.
  - ✓ El redespacho se realiza con base en la información del día anterior.
  - ✓ El precio de bolsa es único. Al ser un mercado uninodal, los costos de congestión (que son el reflejo de los costos de generación forzada) son asumidos por la demanda a través de las restricciones.

## Visión de la CREG Sobre el Mercado de Corto Plazo

- Se indica que las reglas actuales trasladan a la demanda los costos asociados con los cambios en el redespacho y desviaciones por generación fuera del despacho programado, pues la liquidación de las transacciones utiliza el despacho real (que ya incluye redespachos), en vez del despacho programado.
- Se señala que el despacho no vinculante y la formación del precio de bolsa un día después no incentiva suficientemente la participación efectiva de la demanda. Se coloca como ejemplo el que la demanda pueda comprometerse el día anterior a desconectarse a un precio determinado.
- La CREG revisó la experiencia de Australia, Brasil, Chile, España, EEUU, Nord Pool, Países Nórdicos, Inglaterra, Panamá y Perú alrededor de estos elementos: procedimiento para presentar ofertas, metodología para determinar el precio, cómo se hace el despacho de las plantas, sistema de liquidación, manejo de la congestión y precio de la transmisión.
- Observa la CREG que en todos los países analizados se cuenta con esquemas de precios nodales o zonales. Sin embargo, la CREG no entró en el análisis de la pertinencia de modificar el esquema uninodal. El estudio de Comillas indica que en Europa el mecanismo de casación no considera la red y el precio que se calcula suele ser uniforme para todo el territorio nacional (con excepciones, como el Nord Pool e Italia).
- El D004B/2016 presenta una propuesta para el nuevo diseño y funcionamiento del mercado de corto plazo consistente en un despacho vinculante **entendido como aquel en el que los generadores y comercializadores pueden vender y comprar energía al precio de cierre de este mercado, que es de un día antes de la operación real**, un mercado intradiario con tres subastas, y la liquidación de las transacciones. Sin embargo, la CREG contrató varios estudios para presentar propuestas detalladas.
- **El mercado intradiario es la instancia en la que los agentes pueden cambiar posiciones frente a lo pactado en el despacho vinculante ante cambios inesperados en sus condiciones técnicas o económicas.** Los costos asociados a los cambios que se hagan en este mercado serán asumidos por los agentes que los causen.

# Anexos

- i Visión de la CREG sobre el Mercado de Corto Plazo
- ii Visión del Foco 1 de la MTE Sobre el Mercado de Corto Plazo

7

## Visión del Foco 1 de la MTE Sobre el Mercado de Corto Plazo

- El Foco 1 plantea que los mercados a corto plazo y SSCC requieren una modificación sustancial para mejorar la eficiencia económica y la formación de precios, reducir el impacto del poder de mercado, mejorar la planificación y valoración de nueva generación y transmisión de proyectos, y apoyar la integración de nuevos tipos de recursos, incluidas las FERNC, la respuesta a la demanda, el almacenamiento de energía y los recursos de energía distribuida.
- Agrega que, dado el diseño actual del mercado, existe el riesgo de que se implementen una serie de reformas de diseño incrementales, motivadas por múltiples objetivos deseables, pero sin una visión orientadora del diseño del estado final, que puede necesitar rediseños continuos, debido principalmente a la falta de un diseño fundacional que incorpore suficientes restricciones de ubicación e intertemporales y proporcione incentivos para operaciones e inversiones eficientes.
- Para el Foco 1 el estado final del mercado colombiano debe incluir los siguientes elementos de diseño centrales:
  - ✓ Un mercado del día anterior con una primera liquidación financiera vinculante.
  - ✓ Un mercado de ajustes o en tiempo real con una segunda liquidación financiera vinculante, con todas las desviaciones horarias vueltas a liquidar a precios del mercado en tiempo real.
  - ✓ Ofertas de tres partes para generación, demanda y almacenamiento: costos de arranque, costos de generación mínima y curva de oferta de energía.
  - ✓ Componentes de oferta adicionales para reflejar características de los recursos según sea necesario para la eficiencia operativa (parámetros operativos, características de tecnologías nuevas como la gestión de carga y descarga para almacenamiento).
  - ✓ Mitigación automática del poder de mercado local en cada mercado.
  - ✓ Co-optimización de energía y SSCC.
  - ✓ Precios nodales (que deben incluir componentes de energía marginal, congestión marginal y de pérdida marginal) para liquidar recursos de oferta y demanda, y un precio zonal basado en los precios nodales para liquidar la demanda inelástica.
  - ✓ Reglas de liquidación que garanticen que ningún recurso que se oferte y se seleccione en los mercados pueda perder dinero por cumplir con las instrucciones de XM.

## Visión del Foco 1 de la MTE Sobre el Mercado de Corto Plazo

- Agrega el Foco 1 que existen otros elementos que podrían llegar a ser deseables como derechos financieros de transmisión (FTR) para cubrir los costos de congestión, precios de escasez y operaciones financieras o virtuales dentro del mercado diario.
- Resaltan que no se está de acuerdo con el beneficio de introducir mercados intradiarios antes de la implementación completa de los elementos centrales de diseño del mercado, aunque no es claro que sea una posición unánime en el equipo consultor del Foco 1.
  - ✓ ***“Algunos miembros del equipo señalan, con base en la investigación económica de los mercados intradiarios en Europa, que existe la preocupación de que dichos mercados no sean lo suficientemente líquidos y sean utilizados principalmente por grandes jugadores para ejercer el poder de mercado unilateral. Sin embargo, todos los miembros del equipo están de acuerdo en que los mercados intradiarios podrían ser compatibles en principio con cualquiera de los diseños de mercado revisados. – PIE DE PÁGINA 12 pg. 24***
  - ✓ ***Sin embargo, observamos que, para reducir la posible falta de liquidez, la CREG ha desarrollado un método que requiere “arbitraje total”. Es decir, en cada sesión de los mercados intradiarios todos los generadores deben presentar sus ofertas y declaración de disponibilidad.”***
- Sin embargo, señalan que, dado que la CREG tiene un diseño avanzado de modernización del mercado de corto plazo, la alternativa viable es que se continúe con la implementación del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mercado de balance, co-optimizando la energía con los servicios complementarios, de tal forma que su implementación se finalice en el 2021. Ello permite que las FNCER puedan manejar de una forma más eficiente la intermitencia de sus recursos.
- Con el despacho vinculante se podría implementar de manera indicativa los precios nodales con el fin de que los participantes se familiaricen con dichos precios y el regulador pueda formular alternativas para calcular precios únicos para la demanda que no es activa, y se pueda establecer un mercado de referencia para los precios de los contratos con un mecanismo de transición del precio uninodal, se trabaje hacia la identificación y remuneración de la congestión y se defina el método de cálculo del precio de escasez para las OEF.