



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

Informe final

Versión final

Entregable del proyecto

Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios

Desarrollado para



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Noviembre de 2018

Instituto de Investigación Tecnológica,
Universidad Pontificia Comillas,
Calle Santa Cruz de Marcenado 26, 28015 Madrid, España
CarlosBatlleLopez@gmail.com, {Pablo.Rodilla, Paolo.Mastropietro}@comillas.edu
Tlf. +34 91 542 2800

Este documento es el quinto y último entregable del proyecto “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios”, desarrollado por parte de la Universidad Pontificia Comillas para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), según el contrato no. 2018-041. El objetivo de este entregable es presentar un resumen de las recomendaciones regulatorias avanzadas en los entregables anteriores que permita definir una propuesta integral para la introducción de un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance. La versión que aquí se presenta es una versión preliminar para utilizarse en el marco del taller de presentación del estudio que tendrá lugar en Bogotá el día 29 de noviembre de 2018. La versión final se entregará en diciembre de 2018.

Para situar este entregable dentro del marco más amplio del proyecto, es importante mencionar los temas que han sido tratados en las otras etapas de este estudio:

- El primer entregable ha presentado una revisión detallada de los documentos elaborados hasta la fecha sobre la posible introducción, en Colombia, de un despacho vinculante y de un mercado intradiario y ha definido un cronograma para la ejecución del proyecto.*
- El segundo entregable ha analizado las experiencias internacionales sobre el diseño de los mercados cuya introducción se propone con este estudio, ha analizado la regulación colombiana y el diseño de mercado actual, ha identificado soluciones que permitan compatibilizar los nuevos elementos con la regulación actual y ha presentado unas recomendaciones preliminares para el sistema eléctrico colombiano.*
- El tercer entregable ha analizado los cambios a los aspectos comerciales del mercado colombiano que es necesario introducir para implementar el diseño de mercado propuesto.*
- El cuarto entregable ha analizado los cambios al código de operación del sistema interconectado nacional colombiano que es necesario introducir para implementar el diseño de mercado propuesto.*

Contenidos

1. Necesidad de reforma en el mercado eléctrico colombiano	6
2. El diseño actual del mercado colombiano	7
2.1 <i>Comparación con las experiencias internacionales.....</i>	<i>10</i>
3. Diseño de referencia para el nuevo mercado	11
3.1 <i>Consideración de la red.....</i>	<i>11</i>
3.2 <i>Secuencia de mercados.....</i>	<i>13</i>
4. Cambios a los aspectos comerciales	14
4.1 <i>Restricciones, reconciliaciones y cambios de estado.....</i>	<i>14</i>
4.1.1 <i>Activación de restricciones o desplazamientos en el horizonte intradiario</i>	<i>15</i>
4.1.2 <i>Incumplimiento de la generación fuera de mérito.....</i>	<i>16</i>
4.1.3 <i>Resumen final de liquidaciones</i>	<i>16</i>
4.2 <i>Número de subastas y cronograma</i>	<i>17</i>
4.3 <i>Participación de la demanda.....</i>	<i>19</i>
4.3.1 <i>Participación a través de la estimación de carga</i>	<i>20</i>
4.3.2 <i>Participación con ofertas de cantidad y precio</i>	<i>20</i>
4.4 <i>Participación de las plantas menores.....</i>	<i>20</i>
4.5 <i>Cálculo del precio de bolsa</i>	<i>21</i>
4.5.1 <i>Precio marginal y comercio internacional.....</i>	<i>22</i>
4.5.2 <i>Valor adicional</i>	<i>23</i>
4.6 <i>Pérdidas</i>	<i>23</i>
4.7 <i>Disponibilidad y desviaciones.....</i>	<i>24</i>
4.8 <i>Interacción con otros mercados.....</i>	<i>25</i>
4.8.1 <i>Mercado de contratos.....</i>	<i>25</i>
4.8.2 <i>Mercado de servicios complementarios</i>	<i>27</i>
4.8.3 <i>Cargo por confiabilidad.....</i>	<i>29</i>
4.8.4 <i>Mercado de gas</i>	<i>30</i>
5. Cambios a los aspectos operativos.....	31
5.1 <i>Información para el despacho económico horario.....</i>	<i>31</i>
5.1.1 <i>Predicción de demanda.....</i>	<i>31</i>
5.1.2 <i>Pérdidas</i>	<i>31</i>
5.1.3 <i>Ofertas de precio.....</i>	<i>31</i>
5.1.4 <i>Precios de arranque y parada</i>	<i>31</i>
5.1.5 <i>Disponibilidad esperada.....</i>	<i>32</i>
5.1.6 <i>Generación de plantas menores</i>	<i>32</i>
5.2 <i>Redespacho</i>	<i>32</i>
6. Disposiciones transitorias	33
6.1 <i>Periodo de adaptación</i>	<i>33</i>
6.2 <i>Reforzamiento del monitoreo del mercado mayorista.....</i>	<i>33</i>
6.3 <i>Número de subastas y cronograma</i>	<i>34</i>
6.4 <i>Participación de la demanda y de las plantas menores y comercio transfronterizo</i>	<i>34</i>
7. Bibliografía consolidada del estudio	35
Anexo: consideraciones adicionales a partir de los comentarios recibidos	38

1. Necesidad de reforma en el mercado eléctrico colombiano

En las próximas décadas, según los escenarios delineados por la Ley 1715 de 2014, se espera que se produzca en Colombia un rápido crecimiento de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Estos escenarios futuros ya se pueden vislumbrar agregando los datos sobre los proyectos de generación que se encuentren actualmente en una de las tres fases de desarrollo definidas por el Regulador (Tabla i), dominados por las FNCER y las hidráulicas a filo de agua.

Tabla i. Proyectos de Generación con registro vigente a octubre 31 de 2018; datos SIEL (2018)

Tecnología	Capacidad [MW]	
Térmica	3 776	6 860
Hidráulica - embalse	3 084	
Hidráulica - filo de agua	3 442	11 092
Eólica	3 441	
Solar	4 209	

Para que la integración de estos recursos se produzca de forma eficiente, es necesario que todos los agentes (tanto los generadores convencionales como los no convencionales) estén expuestos a señales de mercado que guíen sus estrategias particulares hacia una solución óptima para el conjunto del sistema (IRENA, 2016). Conscientes de estos desafíos, diferentes instituciones colombianas han elaborado informes y hojas de ruta (CREG, 2016; XM, 2014) que definen las mejoras que hay que conseguir a través de la reforma del diseño de mercado:

- Asignar de manera correcta los costes ocasionados por las desviaciones entre el despacho resultante el día anterior y el del tiempo real, enviando una señal de eficiencia para los agentes para que intenten minimizar estos desvíos.
- Diseñar sesiones o liquidaciones intradiarias, más cercanas al tiempo real para que aquellos agentes que, debido a razones técnicas o económicas, cuenten con ofertas más baratas que las que se casaron en el día anterior puedan ponerlas a disposición del operador del sistema.
- Crear un esquema de mercado que favorezca, en el mediano y largo plazo, la integración de los recursos renovables no convencionales y que permita la exposición de estos agentes a las señales de mercado, en las mismas condiciones que los recursos convencionales.
- Permitir una mayor participación de la demanda en el mercado eléctrico, dando a estos agentes la posibilidad reaccionar a las señales de precio.

- Aumentar la coordinación entre el mercado eléctrico y el mercado de gas, para de esta forma facilitar el aprovechamiento de las sinergias que pueden surgir entre el mercado intradiario de electricidad y el mercado secundario de gas.

Para avanzar en la dirección de un nuevo diseño de mercado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha contratado, en 2018, diferentes estudios, que se han ido desarrollando en paralelo. Este documento representa el informe final del estudio sobre la introducción, en Colombia, de un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance; el objetivo de este informe es resumir la propuesta presentada en los informes anteriores y definir unas posibles disposiciones transitorias que faciliten la introducción del diseño recomendado.

En la sección 2, se resume brevemente el actual diseño del mercado colombiano de corto plazo y se lleva a cabo una comparación con la regulación internacional. En la sección 3, se presenta el diseño de referencia propuesto en este proyecto. En las secciones 4 y 5, se discuten los cambios necesarios para la introducción del diseño de referencia por lo que concierne, respectivamente, a los aspectos comerciales y a los aspectos operativos. La sección 6 presenta algunas posibles disposiciones que podrían facilitar la transición hacia el nuevo esquema.

2. El diseño actual del mercado colombiano

El diseño del mercado colombiano se caracteriza por una separación neta entre la capa operativa (despacho 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 en un ejercicio posterior a la operación del sistema.

En la capa operativa, en el día anterior, el operador del sistema calcula el llamado despacho económico programado para dar instrucciones a los agentes. El despacho económico programado considera las restricciones de red y los criterios de confiabilidad definidos en la regulación aplicable. Este despacho minimiza los costes de operación, basándose en i) las ofertas diarias enviadas por los recursos de generación¹ así como en los costes fijos de operación (arranques y paradas), ii) en las previsiones sobre la disponibilidad de las centrales² y iii) en las previsiones sobre la demanda (incrementada para incluir las pérdidas del sistema nacional de transmisión)³; la demanda no participa activamente ni en este despacho ni en redespachos subsiguientes que se puedan dar. El despacho económico programado fija la operación esperada

¹ Una única oferta de precio para todas las horas del día de la operación; las mismas ofertas se utilizan para seleccionar los recursos que proporcionarán los servicios complementarios que el sistema necesite.

² La disponibilidad declarada es comunicada diariamente al operador por los agentes, con una granularidad horaria.

³ La demanda es estimada semanalmente por el operador, quien la comunica a los agentes para comentarios o modificaciones; las pérdidas son estimadas a partir de las pérdidas registradas dos días antes del día de la operación.

para el día siguiente; sin embargo, las instrucciones enviadas a cada recurso no dan lugar a un compromiso vinculante y el despacho no se usa para calcular precios.

En la capa comercial, siempre en el día anterior, el operador también calcula un pre-despacho ideal, que replica y adelanta el despacho ideal utilizado *ex-post* para calcular el precio de bolsa (como se describe más adelante), basándose en las informaciones disponibles el día anterior. El objetivo de este pre-despacho es calcular un precio de bolsa esperado que puede ser utilizado para la coordinación entre el mercado eléctrico y el mercado de gas y que representa también una alerta sobre la posible activación del cargo por confiabilidad. Sin embargo, este precio no está asociado a ninguna liquidación económica y tampoco el pre-despacho ideal genera ningún compromiso vinculante.

En el horizonte que va del despacho económico programado al tiempo real, el operador del sistema puede recalcular el despacho económico programado y llevar a cabo los denominados redespachos. Sin embargo, la regulación (CREG025-1995 y Resoluciones que la modifiquen) establece claramente qué condiciones pueden ser consideradas como causas de redespacho y todos los cambios en el programa que no entren en esta definición serán tratados como desviaciones, potencialmente sujetas a penalizaciones⁴.

Los redespachos pueden llegar hasta el tiempo real. Al no haber compromisos vinculantes ni señales de precio en el día anterior a la operación, los redespachos no tienen un impacto económico y sólo afectan a la capa operativa (Figura 1); es decir, un generador casado en el despacho económico programado y cuya planta sufre una indisponibilidad total (posible causa de redespacho) en el horizonte intradiario, no recibirá ninguna remuneración, ni tendrá que pagar ninguna penalización por su indisponibilidad y por los costes que ésta pudiera generar.

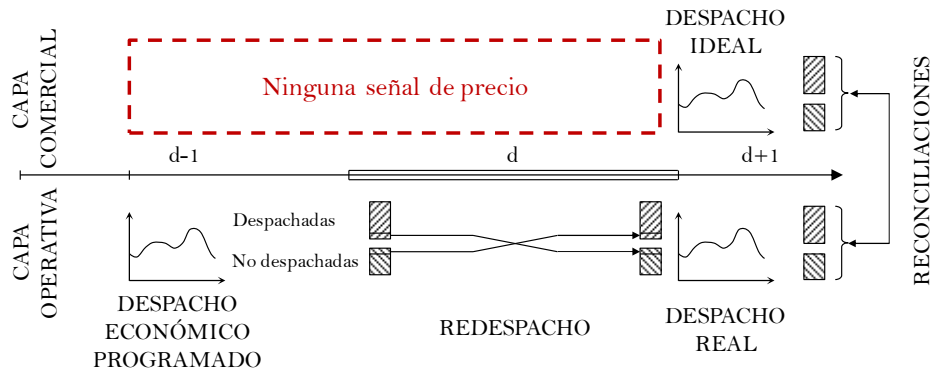


Figura 1. Esquematización del diseño de mercado colombiano

⁴ Se consideran desviaciones los cambios de programa mayores del 5% que no son causas de redespacho o que se comunican al operador con menos de una hora y media de antelación con respecto al tiempo real.

En el día posterior a la operación, en la capa operativa, se registran hora por hora las condiciones que han tenido lugar en el sistema y se define el llamado despacho real, que diferirá del último despacho económico programado sólo por la posible activación de los servicios complementarios.

En la capa comercial, se calcula el llamado despacho ideal, que fija el precio de bolsa hora por hora. El despacho ideal se basa en las mismas ofertas presentadas por los recursos de generación en el día anterior, pero utiliza la demanda real registrada durante el día y la disponibilidad real de los recursos. Este despacho no tiene en cuenta las restricciones de red y calcula el precio de bolsa horario como el precio máximo ofertado por las unidades que han sido despachadas en cada hora, más un delta que se aplica para recuperar los costes de arranque y parada⁵. Las cantidades y el precio definidos por el despacho ideal se utilizan no sólo para fijar la remuneración de cada agente en la bolsa, sino también para liquidar los contratos de largo plazo, otro pilar del mercado eléctrico colombiano.

El despacho ideal puede resultar no factible si se consideran las restricciones de red. Por esta razón, los resultados del despacho ideal (que fija las condiciones económicas en la capa comercial) y del despacho económico programado y, en última instancia, del despacho real (que fijan las condiciones técnicas en la capa operativa) pueden, y suelen, diferir, dando lugar a la necesidad de reconciliaciones (Figura 1). Puede haber generación que no resulta casada en el despacho ideal por razones económicas, pero que tiene que ser casada fuera de mérito en el despacho económico programado por razones técnicas; del mismo modo, puede haber generación casada en el despacho ideal cuya capacidad no puede ser evacuada por la red y que, por esta razón, no resulta casada en el despacho económico. Cuando la generación real de un generador es mayor que la generación que resulta del despacho ideal, surge lo que se denomina una reconciliación positiva (el agente recibe una remuneración); cuando la generación real es menor que la generación ideal, hay una reconciliación negativa (el agente tiene que pagar una compensación, devolviendo así parte o la totalidad de lo que había ganado en la bolsa, que se basa en el despacho ideal). Las diferentes combinaciones que pueden resultar del proceso de reconciliación, junto con la esquematización del proceso de casación de la bolsa, se presentan en la Figura 2.

⁵ El delta se obtiene sumando, para cada generador térmico, la parte de los costes de arranque, parada o inflexibilidad incurridos en el día de operación que no ha sido cubierta a través de las rentas infra-marginales (definidas como el máximo precio ofertado menos la oferta de precio del generador en cuestión).

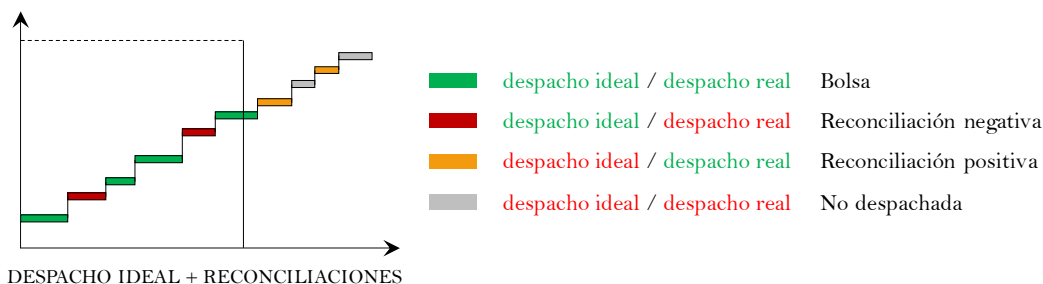


Figura 2. Combinaciones en el proceso de reconciliación

El precio de las reconciliaciones positivas difiere entre plantas térmicas e hidráulicas (CREG034-2001, CREG084-2005, CREG051-2009 y CREG036-2010).

- Para las plantas térmicas, este precio es igual al menor entre dos valores: i) el precio de oferta del generador incrementado, si necesario, para considerar el coste de arranque y parada y ii) un precio de referencia calculado por el operador considerando los costes de suministro de combustible y mantenimiento declarados por los agentes.
- Para las plantas hidráulicas, este precio depende de si el nivel del embalse ha superado o no el nivel de probabilidad de vertimiento. En caso negativo, el precio es igual al precio de bolsa; en caso positivo, el precio es igual a un coste variable mínimo obtenido como sumatoria de algunos elementos de coste del sistema.

El precio de las reconciliaciones negativas (CREG121-2010 y CREG176-2015) es igual al máximo precio ofertado (MPO) en cada hora (es decir, el precio de bolsa menos el delta para la recuperación de los costes de arranque y parada); un agente en reconciliación devuelve, entonces, exactamente lo que había cobrado en la bolsa.

La energía total del sistema en reconciliación positiva y la energía en reconciliación negativa coinciden. Sin embargo, no pasa lo mismo con los montos económicos pagados a los generadores en reconciliación positiva y recaudados a los generadores en reconciliación negativa, siendo el primero casi siempre mayor que el segundo. Esto genera un desbalance económico que tiene que ser cubierto a través de un cargo específico, que se conoce como coste unitario de las restricciones y que se aplica a toda la demanda.

2.1 Comparación con las experiencias internacionales

El diseño actual del mercado colombiano se caracteriza por la falta de compromisos vinculantes asociados al despacho del día antes y por la ausencia de mecanismos de mercado que permitan el reajuste de las posiciones comerciales en el horizonte intradiario, como ya se evidenció en los documentos CREG (2016) y XM (2014). En el día anterior a la operación no existe ninguna señal de precio. La casación *ex-post* del mercado de corto plazo es un elemento de diseño que Colombia comparte con otros sistemas eléctricos en la región, como, por ejemplo, Chile. Este diseño, que ha resultado ser válido en las décadas pasadas y no ha impedido el desarrollo de los sistemas eléctricos de América Latina, podría generar ineficiencias en el futuro contexto de elevada penetración de recursos renovables intermitentes. En consecuencia, varios reguladores

de la región están considerando la necesidad de reformar sus mercados de corto plazo (OEF, 2018).

Un elemento que, en cambio, diferencia el mercado colombiano de muchos mercados latinoamericanos, caracterizados por la aplicación de precios nodales o zonales, es el cálculo de un precio uniforme para todo el territorio nacional. Este elemento parecería acercar el mercado colombiano a muchos mercados europeos. Sin embargo, existe una diferencia importante entre la bolsa de energía de Colombia y los mercados de corto plazo europeos. En Europa, el proceso que permite la coordinación entre la capa comercial y la operativa ocurre a lo largo del día anterior a la operación. Los compromisos vinculantes de estos mercados de corto plazo surgen de la interacción entre los operadores del mercado y del sistema, que permite introducir las restricciones de red en la casación del mercado.

En Colombia, en cambio, las dos capas están totalmente desacopladas durante el día anterior a la operación (de hecho, sería más correcto decir que en la capa comercial no ocurre nada en este horizonte de tiempo) y se reconcilian *ex-post*. Existe entonces, en Colombia, un desacoplamiento más fuerte entre el despacho, que considera la red de transporte y los criterios de confiabilidad, y la casación del mercado, que es de nudo único. No existe, en este caso, un redespacho (en el sentido europeo del término) que tiene como objetivo hacer factible la casación del mercado, sino un despacho económico programado que tiene lugar antes de cualquier sesión de mercado y que siempre encuentra una solución factible. Esta peculiaridad impide la transposición directa de las experiencias internacionales al caso colombiano e implica la necesidad de encontrar soluciones específicas que permitan compatibilizar los compromisos vinculantes y el mercado intradiario con el planteamiento fundamental del diseño de mercado actual.

3. Diseño de referencia para el nuevo mercado

La introducción de un despacho vinculante y de un mercado intradiario en Colombia supone un importante desafío, tanto por el cambio regulatorio en sí, como por las peculiaridades del actual diseño de mercado, que obligan a encontrar soluciones específicas que permitan compatibilizar todos los elementos.

3.1 Consideración de la red

La primera decisión que hay que tomar en este ámbito es qué rol va a jugar la separación entre la capa comercial y la capa operativa en este nuevo diseño y cómo considerar la red y sus restricciones en la secuencia de sesiones de mercado. Para definir un mercado diario con compromisos vinculantes, hay dos posibles alternativas:

- La primera alternativa consiste en 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, aunque debería establecerse una coordinación entre las dos capas en el horizonte intradiario.

- La segunda alternativa consiste en 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.

La segunda alternativa, aunque presente evidentes ventajas desde el punto de vista de la eficiencia de las señales de precio, comportaría un cambio importante de paradigma para el mercado colombiano; desaparecería el precio de bolsa uniforme para todo el territorio nacional, que ha sido un elemento fundamental en el sector eléctrico de Colombia, y aparecerían precios nodales que se aplicarían no sólo como precios de corto plazo, sino también para la liquidación de los contratos de largo plazo. 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 esta razón y por la inoportunidad de introducir al mismo tiempo dos reformas tan significativas (migración a precios nodales e introducción de una secuencia de mercados vinculantes) en el mercado eléctrico colombiano, este estudio 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 comercial⁶.

Si se mantiene esta separación, la segunda decisión que hay que tomar es en qué momento, y con qué frecuencia, hay que reconciliar los resultados del despacho ideal con los del despacho económico programado; o, en otras palabras, en qué momento hay que considerar las posibles restricciones de red. Como se ha mencionado en el informe 2, tanto en Estados Unidos como en Europa, los compromisos vinculantes producidos por el mercado diario consideran siempre las restricciones de red. Por esta razón, en el contexto colombiano, parece evidente la necesidad de 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.

⁶ Las ventajas e inconvenientes de mantener esta filosofía (y de no implementar precios nodales), se analizaron en el informe dos (en particular, en el anexo 1 de ese informe). 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. De hecho, este diseño consistente en un precio uniforme y una secuencia de mercados vinculantes es precisamente el enfoque empleado en la mayoría de los mercados eléctricos europeos.

3.2 Secuencia de mercados

La secuencia de mercados que se quiere introducir en Colombia podría ser esquematizada gráficamente como se ilustra en la Figura 3⁷.

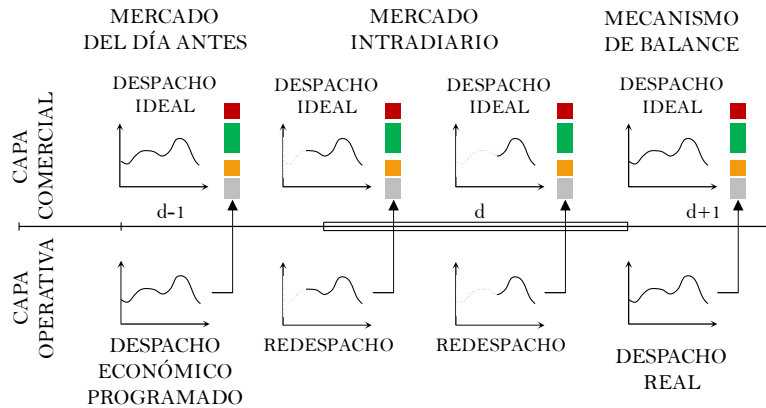


Figura 3. Esquematización del diseño de referencia para el nuevo mercado colombiano

El mercado diario calcula un precio uniforme a través de un despacho ideal sin red y fija las reconciliaciones comparando éste con un despacho programado con red. Los compromisos vinculantes se fijan a partir de las reconciliaciones, es decir, consideran las restricciones de red. El mercado intradiario estará basado en subastas discretas. Cada subasta replicará el proceso de casación y despacho del mercado diario, volviendo a despachar todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación y utilizando la información actualizada que se haya producido a partir del cierre de la sesión de mercado anterior.

Esta secuencia de mercados provocará cambios en las posiciones comerciales de los agentes durante el horizonte intradiario, algo común en los mercados de corto plazo de este tipo. Sin embargo, el proceso de reconciliación genera una complejidad añadida. En cada sesión del mercado, los agentes pueden encontrarse en uno de los siguientes estados: generación casada en mérito, generación despachada fuera de mérito (reconciliación positiva), generación en reconciliación negativa y generación no despachada. Entre dos sesiones de mercado, entonces, puede producirse no sólo un cambio de la posición comercial, sino también un cambio de estado, como se analizará en la sección 4.1.

La última sesión del mercado intradiario en la que se puede cambiar la posición comercial para ciertas horas representa el llamado “último *gate closure*” para esas horas. A partir de ese momento, cualquier cambio en la disponibilidad de los agentes no podrá ser absorbido por el mercado y tendrá que ser gestionado directamente por el operador del sistema. Los sobrecostos que estas gestiones ocasionen en el tiempo real tendrán que ser asignados de manera económicamente

⁷ La Figura 3 presenta dos sesiones del mercado intradiario por simples razones gráficas y no implica ninguna propuesta en este sentido; la Figura 3 utiliza la combinación de colores ya presentada en la Figura 2.

eficiente a través del mecanismo de balance. Las liquidaciones ejecutadas en el marco de este mecanismo, tanto las que remuneren las reservas como las que valoricen los desvíos, dependerán del diseño propuesto por el proyecto sobre servicios complementarios que se está desarrollando paralelamente a este estudio.

4. Cambios a los aspectos comerciales

4.1 Restricciones, reconciliaciones y cambios de estado

En el diseño del mercado actual, las reconciliaciones sólo se calculan una vez, después de la operación del sistema, comparando el despacho ideal *ex-post* y el despacho real. En cambio, en el diseño de referencia, se llevarían a cabo diferentes reconciliaciones y se podrían producir cambios de estado de una oferta de una sesión de mercado a otra. Utilizando la combinación de colores presentada en la Figura 2, la Figura 4 muestra todas las posibles combinaciones de cambios de estado de una oferta de venta de una sesión a la subsiguiente⁸.

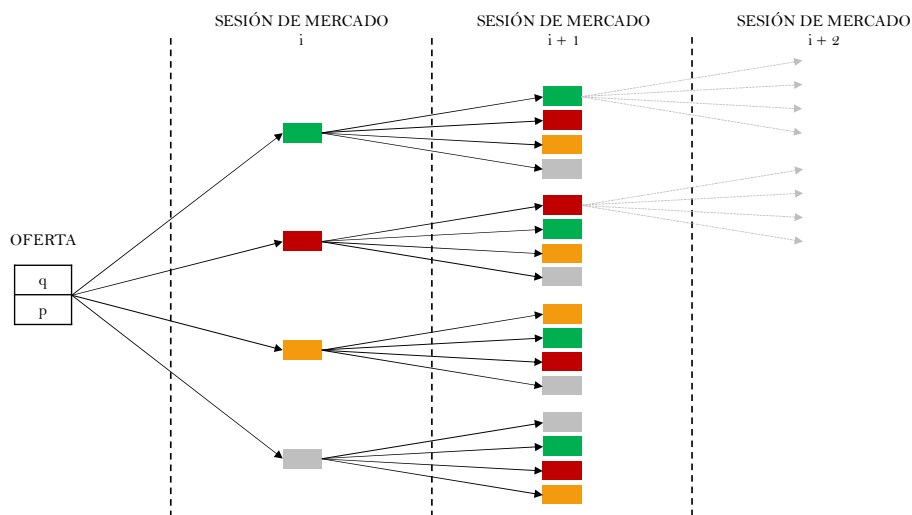


Figura 4. Cambios de estado posibles entre diferentes sesiones de mercado

Diferentes combinaciones de estados pueden dar lugar a liquidaciones diferentes. En los informes dos y tres, se ha presentado una discusión detallada que ha cubierto todos los posibles cambios de estado (divididos entre casuística básica y avanzada) y han adelantado recomendaciones para todas las liquidaciones correspondientes. El informe dos presentaba una fórmula de liquidación que se ha denominado como “liquidación estándar”:

⁸ En realidad, es posible que una oferta sea aceptada (o rechazada) parcialmente en cada sesión. Una oferta, por ejemplo, podría ser casada enteramente en mérito en una sesión del mercado y ser casada parcialmente en la siguiente. Sin embargo, esta situación se puede esquematizar de la misma manera considerando dos ofertas separadas, una que se queda en verde en las dos sesiones y otra que pasa de verde a gris.

$$\text{Liquidación estándar} = p'_m q'_r + p''_m (q''_r - q'_r)$$

Ecuación 1. Definición de la liquidación estándar

En la fórmula, la cantidad casada es siempre la del despacho económico programado (los compromisos vinculantes consideran las restricciones de red), mientras que el precio depende del segmento de mercado en el que ha sido casada la oferta: el precio de bolsa para la generación en mérito y el precio de oferta para la generación en reconciliación positiva⁹. La liquidación estándar se puede aplicar a la mayoría de los cambios de estado. Así si un recurso resulta casado en mérito en la primera sesión de mercado y no es despachado en la segunda, venderá al precio de bolsa de la primera sesión y tendrá que comprar al precio de bolsa de la segunda. Sin embargo, existen unos cambios de estado en los cuales la aplicación de la liquidación estándar no proporcionaría una señal eficiente o, directamente, no es posible y se requieren liquidaciones más complejas. Estos cambios de estado se analizan a continuación.

4.1.1 Activación de restricciones o desplazamientos en el horizonte intradiario

Un posible cambio de estado en el horizonte intradiario que puede tener una liquidación controvertida es el cambio de generación casada en mérito a generación en reconciliación negativa en la siguiente sesión. Este cambio de estado puede ocurrir no solamente por la activación de una nueva restricción técnica en el horizonte intradiario, sino también por la presencia de generación casada en mérito, pero ubicada en un nudo con capacidad de transporte limitada para evacuar su energía hacia el sistema, que fuera desplazada, en el horizonte intradiario, por una central más barata.

En ambos casos, la aplicación de la liquidación estándar podría llevar a resultados paradójicos. Por ejemplo, existe la posibilidad de que la central incurra en pérdidas económicas por un cambio en su despacho sobre el cual no tiene ningún control ni responsabilidad. Esta situación podría ocurrir si este cambio de estado coincidiera con un aumento del precio de bolsa en el sistema central. Para eliminar la posibilidad de estas pérdidas económicas injustificables desde el punto de vista teórico, se recomienda una liquidación especial para este cambio de estado, según la cual se aplique la liquidación estándar sólo si esta produce una ganancia para el agente.

Se analiza en esta subsección también un cambio de estado de generación fuera de mérito a generación en reconciliación negativa. Como se ha discutido en los informes anteriores, este cambio de estado puede tener difícil realización en la realidad, porque representa una generación casada fuera de mérito para solucionar una restricción del sistema que pasa a reconciliación negativa, es decir, casada en mérito en el despacho ideal, pero no despachada por restricciones técnicas. En este caso, muy improbable en la realidad, se recomienda por simplicidad anular el compromiso previo y las liquidaciones anteriores.

⁹ El precio de oferta se usa, en la liquidación estándar, como simplificación del precio de la reconciliación positiva (ver sección 2).

4.1.2 Incumplimiento de la generación fuera de mérito

Otro cambio de estado en el que la liquidación estándar no tiene una aplicación obvia es el cambio de generación fuera de mérito a generación no despachada. Una de las situaciones que pueden dar lugar a este cambio de estado es una indisponibilidad del recurso que aparezca en el horizonte intradiario y que obligue al operador del sistema a despachar fuera de mérito a otra central más cara. En este caso, la primera casación se liquidaría al precio de la reconciliación positiva, pero la liquidación estándar necesitaría un precio para la segunda sesión y no hay soluciones evidentes.

A nivel teórico, como ya se mencionó en el informe dos, la liquidación debería tener en cuenta el posible coste que este cambio de estado ocasiona en el sistema. 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. Claramente, la oferta que hay que considerar para esta liquidación es la del recurso que se despacha para reemplazar el primer generador y solucionar la misma restricción de red. Si, por ejemplo, el generador fuera de mérito había sido casado para aliviar una congestión de red entre dos nudos, habrá que considerar la reconciliación positiva del recurso que tiene que ser despachado en el mismo nudo del generador para aliviar la misma congestión.

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. Algunos recursos podrían ser reemplazados sólo por centrales muy caras. En casos extremos, el incumplimiento de un generador casado fuera de mérito podría ocasionar la necesidad de cortar el suministro a algunos consumidores en su nudo y el precio a utilizar en la liquidación debería ser, entonces, el precio de la energía no suministrada. Existe entonces el riesgo de que los generadores que saben que tienen cierta probabilidad de ser casados fuera de mérito internalicen el riesgo de la pérdida económica por incumplimiento en su oferta. Una alternativa para evitar el desarrollo de este tipo de dinámicas sería limitar la pérdida económica para incumplimiento de la generación fuera de mérito. El generador podría ser considerado responsable por la incapacidad de cumplir con su compromiso vinculante y debería pagar el coste ocasionado, pero sólo hasta cierto nivel que se considere aceptable, más allá del cual, el coste ocasionado residual sería socializado.

4.1.3 Resumen final de liquidaciones

Se resumen, en la Tabla ii, las liquidaciones recomendadas en los informes dos y tres para cada cambio de estado (en fondo azul, aparecen los cambios de estado que requieren una liquidación especial).

Tabla ii. Resumen de liquidaciones recomendadas para cada cambio de estado

<table border="1"> <tr><td>q</td></tr> <tr><td>p</td></tr> </table>		q	p	Sesión i+1			
		q					
p							
Sesión i		Liquidación estándar	Liquidación estándar sólo si hay ganancias	Liquidación estándar (compromiso previo)	Liquidación estándar		
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar		
		Liquidación estándar (compromiso previo)	Anulación compromiso previo	Liquidación estándar (compromiso previo)	Coste ocasionado (con limitaciones)		
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar		

4.2 Número de subastas y cronograma

El diseño de referencia considera un mercado intradiario basado en subastas. Una decisión relevante, en este contexto, es el número de subastas que hay que implementar en este horizonte temporal.

Como se ha analizado en el informe dos, una mayor frecuencia permite más flexibilidad a los agentes para ajustar su posición lo antes posible y, supuestamente, al menor coste posible. Además, al aumentar el número de subastas, se reduce también el número de horas entre el llamado *gate closure* (el último momento en el cual la posición comercial puede ser actualizada en el mercado) y el tiempo real. Al mismo tiempo, una mayor frecuencia implica una menor liquidez en cada subasta. A este respecto, experiencias internacionales como la del mercado español muestran como la liquidez no suele ser la misma en todas las subastas. La Figura 5 presenta la liquidez de las subastas intradiarias en España. Se observa cómo la primera subasta intradiaria presenta una liquidez mucho mayor que todas las otras sesiones¹⁰; también se observa cómo, en cada sesión, la liquidez baja en el horizonte de oferta, concentrándose en las horas que ya pueden ser comerciadas sólo en esa sesión.

¹⁰ El motivo por el cual la primera subasta intradiaria presenta una liquidez mucho mayor que las siguientes subastas es debido al formato de oferta que se considera en el mercado diario.

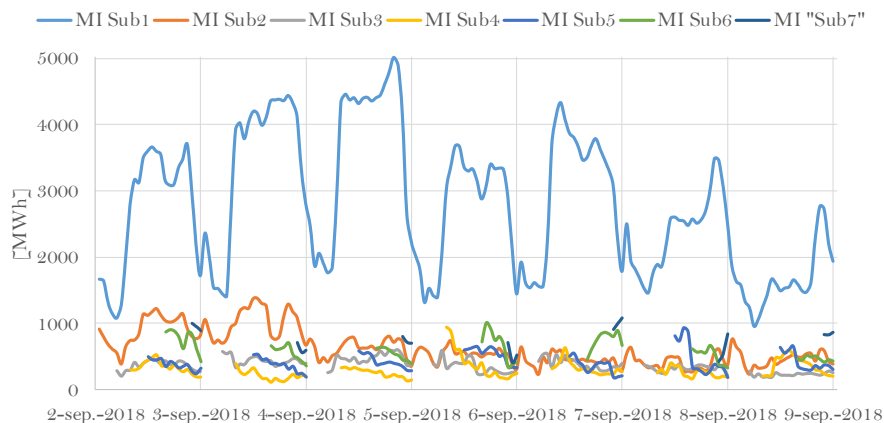


Figura 5. Liquidez de las subastas intradiarias en el mercado español en una semana representativa; datos de la web e-sios de Red Eléctrica de España

Además de buscar un equilibrio entre estos factores contrapuestos, la frecuencia de las subastas intradiarias también tiene que tener en cuenta las posibles limitaciones computacionales. El diseño de referencia para el mercado colombiano considera un mercado intradiario en el cual, en cada sesión, se vuelve a despachar todo el sistema con la nueva información generada desde la última sesión y se vuelven a reconciliar las casaciones del despacho programado y del despacho ideal. Según las conversaciones mantenidas con el operador del sistema, para horizontes de oferta que abarquen las 24 horas del día, esta operación puede llevar entre tres y cuatro horas. Este elemento limita la frecuencia con la que se pueden llevar a cabo subastas intradiarias e introduce un tiempo “técnico” entre el cierre del mercado y el tiempo real. También habrá que tener en cuenta la oportunidad de volver a correr los despachos que determinan el comercio transfronterizo con los países vecinos (en la actualidad, el conjunto del despacho económico programado lleva más de siete horas).

Considerando todos estos elementos, se recomienda introducir un número limitado de subastas intradiarias, sobre todo en la primera fase de implementación (ver también la sección 6 sobre disposiciones transitorias). Un número reducido de subastas permitiría también gestionar las limitaciones computacionales actuales, para luego superarlas si los beneficios del mercado intradiario lo justificaran. La Figura 6 y la Figura 7 presentan dos posibles cronogramas que mantienen los horarios actuales del despacho económico programado. Ambos cronogramas aprovechan el “solape” de los horizontes de oferta para utilizar el mismo proceso de despacho y casación en dos sesiones de mercado. Por ejemplo, el despacho económico programado se publica a las 15:05 y fijaría, en el nuevo diseño, los compromisos vinculantes para el día siguiente. Sin embargo, el mismo proceso de optimización se podría usar para actualizar los compromisos vinculantes de 16:00 a 00:00 del mismo día. Utilizando este solape, la Figura 6 presenta un cronograma con dos subastas intradiarias y la Figura 7 con cinco subastas intradiarias, que representan, de alguna manera, el límite inferior y superior de las recomendaciones que aquí se presentan.



Figura 6. Cronograma del despacho económico programado original y 1+1 sesiones intradiarias

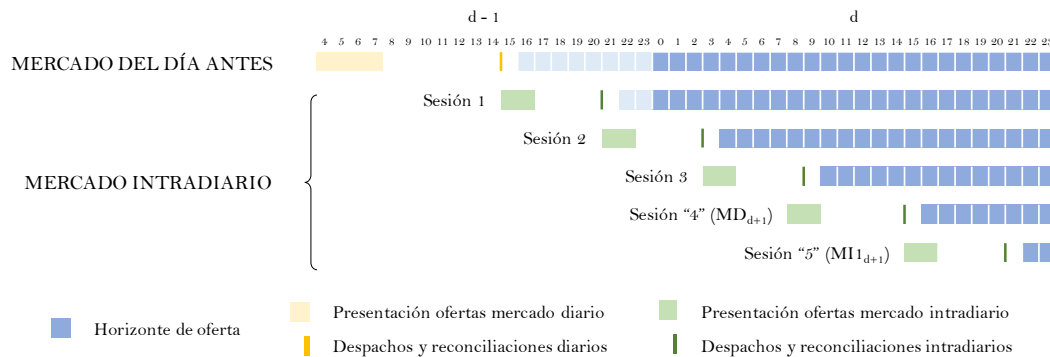


Figura 7. Cronograma del despacho económico programado original y 3+2 sesiones intradiarias

En cambio, si fuera posible modificar el cronograma actual del despacho económico programado, se podrían encontrar soluciones intermedias, como la que se presenta, como ejemplo, en la Figura 8, que prevé tres sesiones intradiarias.

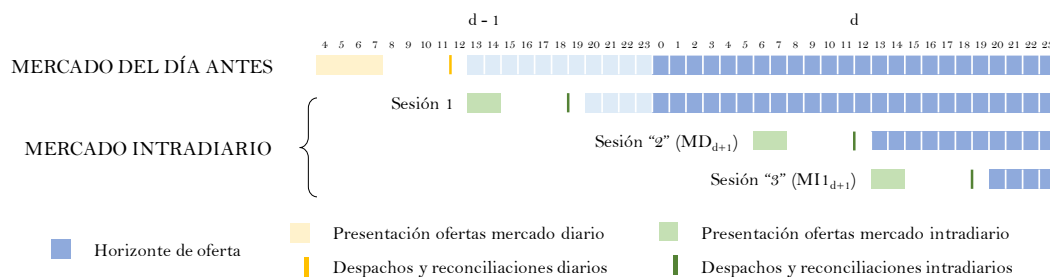


Figura 8. Cronograma del despacho económico modificado y original y 1+2 sesiones intradiarias

4.3 Participación de la demanda

En la actualidad, la demanda, tanto regulada como no regulada, participa en el mercado eléctrico de largo plazo, a través de la firma de contratos bilaterales, pero no en el de corto plazo, en el cual se utiliza una previsión de la demanda estimada por el operador del sistema y se casa el mercado considerando esta demanda completamente inelástica. Aumentar la participación de la demanda en la bolsa de energía es uno de los desafíos a los que la regulación colombiana tendrá que enfrentarse en el futuro. En este estudio, se han analizado dos posibles esquemas de participación de la demanda, uno más simple, basado en la estimación de carga, y otro más complejo, basado en la presentación de ofertas de cantidad y precio.

4.3.1 Participación a través de la estimación de carga

Al introducir un despacho vinculante y un mercado intradiario, se genera también la necesidad de asignar la responsabilidad de la predicción. Un método para fomentar la participación de la demanda es asignar la responsabilidad de predicción a los mismos comercializadores, quienes deberían comunicar al operador la demanda esperada, actualizar esta predicción en el horizonte intradiario y pagar el posible sobrecoste por el error en la estimación (tanto si éste se produce en el mercado intradiario, como si se produce en el mecanismo de balance). Este esquema es claramente más eficiente que seguir asignando esta responsabilidad al operador del sistema, porque asigna el coste generado según el principio de causalidad e incentiva a las empresas a mejorar sus técnicas de predicción. Sin embargo, podría afectar de manera diferente a las comercializadoras dependiendo de las características de la demanda que suministran. Como se verá en la sección 6, es posible definir esquemas de participación diferentes para comercializadores que representen demanda regulada y no regulada.

4.3.2 Participación con ofertas de cantidad y precio

En este esquema, la demanda participa en el mercado de corto plazo de manera simétrica a la generación, presentando ofertas para cubrir su estimación de carga a su coste de oportunidad. Pasar del modelo actual a un modelo de demanda elástica supone añadir unas complejidades en el proceso de casación previsto por el diseño de referencia.

Algunas complejidades son comunes con la mayoría de los mercados eléctricos. Cuando la demanda es elástica y oferta en el mercado, el algoritmo de casación del mercado ya no puede ser una minimización de costes y tiene que ser sustituido por una maximización del beneficio social neto. Otro problema que suele aparecer es que, con una demanda elástica, se complica la asignación de costes fijos por encima del precio de mercado (carga por restricciones, valor adicional, etc.).

Otras complejidades son específicas del diseño colombiano y de la actual separación entre la capa comercial y la capa operativa, ya que, en un contexto de demanda elástica, también las ofertas de los consumidores estarían sujetas a reconciliaciones, tanto negativas como positivas. Eso comportaría, en la secuencia de mercados prevista en el diseño de referencia, la aparición de cambios de estado también en las ofertas de los comercializadores y la consecuente necesidad de elaborar una matriz de liquidaciones como se hizo para las ofertas de generación en la sección 4.1.

4.4 Participación de las plantas menores

El diseño de referencia introduce claramente una responsabilidad relacionada con la disponibilidad de la generación. El mercado diario fija un compromiso vinculante que puede ser actualizado y liquidado en las sesiones del mercado intradiario o mantenido; cualquier diferencia entre el compromiso comercial final y la generación real será liquidada a través del mecanismo de balance. Este esquema permite asignar de manera eficiente los costes de los desvíos entre sesiones de mercado y entre la última sesión de mercado y el tiempo real.

Sin embargo, a nivel de experiencias internacionales, no todos los recursos asumen esta responsabilidad comercial. En la regulación colombiana, existe un umbral de 20 MW, por debajo del cual las centrales entran en el grupo de las plantas menores no despachadas centralmente. En el diseño de mercado actual, estas plantas (principalmente pequeñas centrales hidroeléctricas sin embalse) declaran un programa estimado de generación, que entra en el despacho económico programado. En el tiempo real, estas plantas producen por encima o por debajo de su programa estimado y esta generación se remunera a precio de bolsa. Los costes que se podrían generar por los desvíos entre la generación programada y la generación real de las plantas menores se socializan.

En el nuevo diseño de mercado, se puede mantener una capacidad mínima para la participación en los mercados de corto plazo. También se puede establecer un intervalo de capacidad dentro del cual los recursos puedan elegir si participar en las sesiones de mercado, declarando su disponibilidad y asumiéndose la responsabilidad de sus desvíos, o estar exentos de la responsabilidad comercial y ser tomadores de precio. La generación de los recursos que no participan en los mercados sería gestionada, en el horizonte intradiario, por el operador del sistema y habría que establecer un mercado de referencia cuyo precio se utilizaría para valorizar esta generación. Más allá del umbral de capacidad, esta exención se podría ofrecer también a tecnologías que el regulador considere no suficientemente maduras para participar en el mercado y asumir los riesgos consecuentes. Sin embargo, hay que subrayar que este tipo de reglas eliminan los incentivos a desarrollar técnicas de predicción avanzadas que permitan mejorar las estimaciones sobre la disponibilidad de los recursos renovables.

4.5 Cálculo del precio de bolsa

El precio de bolsa se define, en la actualidad, como sumatoria de dos elementos: i) el máximo precio ofertado (o MPO), que es el precio ofertado por la última planta que sea flexible, es decir, capaz de incrementar su producción, en una hora; ii) el valor adicional diario (ΔI) para la recuperación de los costes fijos de operación (arranques, paradas e inflexibilidades) no cubiertos por el MPO durante el día de la operación.

El precio de bolsa es el precio pagado por la demanda. Por el lado de la generación, existen liquidaciones más complejas, pero el resultado agregado de estas liquidaciones es que todos los generadores despachados reciben una remuneración igual al MPO horario por la energía producida en esa hora; además, los generadores que tengan costes de operación no cubiertos por la remuneración ligada al MPO, reciben una remuneración adicional que les garantiza la recuperación de costes (Figura 9).

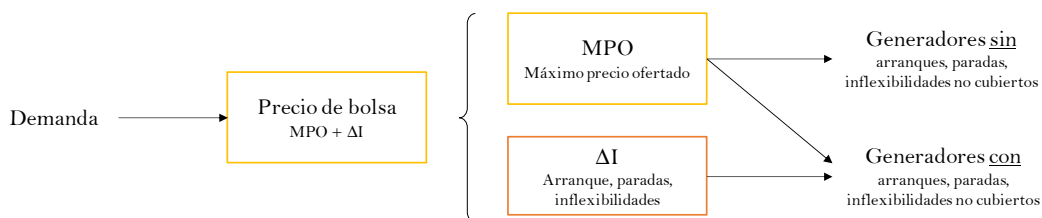


Figura 9. Cálculo del precio de bolsa y liquidaciones simplificadas para los generadores

Las esquematizaciones propuestas hasta este punto representan simplificaciones teóricas, porque el despacho ideal considera en realidad tres demandas diferentes (demanda doméstica, demanda internacional DEC y demanda no doméstica), a través de las cuales define diferentes precios de bolsa, que se aplican al comercio transfronterizo con Ecuador y con Venezuela. Las diferentes demandas definen tres MPO horarios diferentes. Sin embargo, sólo se calculan dos valores adicionales, uno para la demanda nacional y uno para la demanda internacional. Los tres precios de bolsa se obtienen sumando estos valores (MPO y valor adicional correspondiente).

Esta filosofía de cálculo de precio no requiere cambios sustanciales en el nuevo diseño de mercado; sin embargo, existen algunos aspectos que hay que estudiar en detalle y que se analizan en las siguientes secciones.

4.5.1 Precio marginal y comercio internacional

La definición del máximo precio ofertado horario puede seguir el mismo procedimiento actual (si se sigue considerando una demanda inelástica). Lo único que cambia es que cada sesión de mercado definirá unos MPO horarios que serán las bases para las liquidaciones de la secuencia de mercados.

El aspecto que puede resultar más complejo en la definición del MPO es el tratamiento de los comercios internacionales. El nuevo diseño de mercado fija unos compromisos vinculantes en el mercado diario. Cambiar estos compromisos tiene un precio, que puede ser positivo o negativo según las circunstancias. La regulación tendrá entonces que establecer si estos compromisos vinculantes se aplicarán también los intercambios transfronterizos¹¹.

El mayor grado de eficiencia se obtendría equiparando los intercambios transfronterizos con los intercambios nacionales. De esta manera, el despacho vinculante fijará unas transacciones económicas internacionales que el sistema colombiano tendrá que honrar o modificar en las sesiones posteriores del mercado, estando sujetas a las relativas liquidaciones. Este diseño garantiza que las interconexiones con los países vecinos se utilicen siempre de una manera económicamente eficiente (la energía fluye del sistema de precio menor al sistema de precio mayor).

Otra alternativa sería excluir los intercambios transfronterizos del otorgamiento de compromisos vinculantes. El mercado diario definiría una primera estimación del que será el comercio internacional (importaciones/exportaciones), los mercados intradiarios permitirían actualizar esta información, pero la posición comercial se definiría, como en la actualidad, sólo *ex-post*, a través del último despacho ideal (o de un despacho ideal dedicado a este objetivo). De esta manera, el intercambio transfronterizo seguiría siendo eficiente, pero se valorizaría al precio

¹¹ La regulación relativa a los intercambios transfronterizos de electricidad dentro de la Comunidad Andina ha sido recientemente reformada (CAN 816 de 2017) y el nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) incluye también un mercado intradiario.

del tiempo real, independientemente de la sesión de mercado en la que había sido casada la oferta correspondiente.

4.5.2 Valor adicional

En el diseño de referencia, basado en una secuencia de sesiones vinculantes, existen dos alternativas para calcular los costes fijos de operación no cubiertos por el precio marginal y el valor adicional necesario para su recaudación:

- La primera alternativa consiste en calcular los costes no cubiertos y el valor adicional en cada sesión del mercado. El reconocimiento de los costes no cubiertos, calculados por sesión y por planta, sería vinculante igual que los compromisos de venta de energía. De este modo, existiría un valor adicional diferente en cada sesión del mercado. Esta alternativa representa la solución idealmente óptima, porque logra asignar de forma eficiente el coste asociado al arranque y parada y a las inflexibilidades en las sesiones donde éstos se programan. Sin embargo, este diseño no se ha implementado en ningún mercado eléctrico. Una de las razones principales detrás de esta falta de implementación es que no se suele aceptar que una central ingrese su coste de arranque y parada si finalmente resulta que en el despacho real no se necesitó arrancarla.
- La segunda alternativa es calcular los costes no cubiertos y el valor adicional sólo con respecto a la producción resultante en el último despacho. Después del cierre del mercado, se procede al cálculo de los costes no cubiertos, considerando todas las sesiones de mercado y las remuneraciones obtenidas por cada planta con arranques y paradas o inflexibilidades en cada una de ellas. En este caso el valor adicional sería el mismo para todas las sesiones del mercado y se aplicaría de igual manera a los MPO de cada sesión para obtener, después del cierre del mercado, los precios de bolsa.

4.6 Pérdidas

Las pérdidas del sistema de transmisión nacional (STN) se definen como la sumatoria de las inyecciones de energía al sistema (flujos de baja a alta tensión) menos la sumatoria de los flujos que salieron del sistema (flujos de alta a baja tensión). Estas pérdidas se asignan en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador, como se muestra en la Figura 10. La sumatoria de las demandas de cada comercializador más las pérdidas del STN se denomina demanda comercial. Esta demanda es la que se usa, *ex-post*, para el despacho ideal.

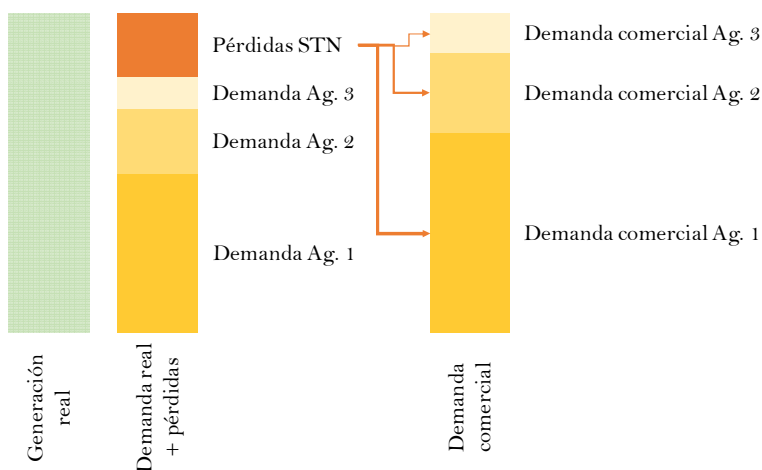


Figura 10. Asignación de las pérdidas del STN

También el despacho económico programado tiene que incluir, obviamente, las pérdidas en la red de transporte en sus cálculos y predicciones. Para este fin, se utilizan las pérdidas registradas en el día anterior a la programación, es decir, dos días antes del día de la operación.

El nuevo diseño de mercado no requiere modificaciones sustanciales a esta filosofía. Las pérdidas del STN se pueden seguir asignando, como en la metodología actual, proporcionalmente al consumo horario de cada comercializador. En cambio, los despachos que se ejecuten en cada sesión del mercado (tanto el despacho ideal como el despacho económico programado) tienen que considerar una estimación de demanda y de pérdidas. La metodología que en la actualidad se aplica sólo en la capa operativa se puede utilizar para estimar las pérdidas con las que incrementar la demanda en todas las sesiones del mercado. Alternativamente se podría introducir una metodología de estimación de pérdidas más compleja, que reflejara la mayor importancia de predecir correctamente las pérdidas cuando éstas se usan para casar un mercado que establece compromisos vinculantes. Un estudio detallado de estas metodologías de predicción excede el alcance de este proyecto.

4.7 Disponibilidad y desviaciones

En el diseño actual, los agentes declaran, en el día anterior a la operación, su disponibilidad horaria. Esta disponibilidad se utiliza, *ex-ante*, en el despacho económico programado para la operación del sistema y permite calcular también la disponibilidad comercial que se usa en el despacho ideal *ex-post* (esta última se utiliza en la liquidación de los contratos de largo plazo como en la del cargo por confiabilidad¹²).

¹² Por lo que concierne el cargo por confiabilidad, la recomendación es sustituir la disponibilidad comercial con la disponibilidad declarada por cada agente para la casación del mercado de referencia de las obligaciones de energía firme (ver también sección 4.8.3).

El despacho económico programado no produce compromisos comerciales vinculantes, pero sí genera unos compromisos operativos, que pueden ser modificados por parte de los agentes sólo en ciertas condiciones, definidas en la regulación como causas de redespacho. Si el compromiso operativo no se modifica en ningún redespacho hasta el tiempo real, la unidad o la planta tendrá que producir la cantidad comprometida; si no lo hace y la generación real está fuera de la banda del 5% de su generación programada, incurre en una desviación. Esta última está sujeta a penalizaciones que dependen del precio de bolsa y del precio de oferta de la planta.

El nuevo diseño de mercado cambia por completo la filosofía actual sobre disponibilidad y desviaciones. El mercado intradiario permite asignar de manera eficiente los posibles sobrecostos que pueden derivar, por ejemplo, de un cambio de disponibilidad de un recurso de generación. Por esta razón, en el nuevo diseño de mercado, desaparece la necesidad de limitar las causas de redespacho. Las subastas intradiarias establecen unos momentos específicos que catalizan sobre sí todos los cambios de condiciones operativas ocurridos a partir del cierre de la sesión de mercado anterior. Estos cambios no requieren ninguna justificación, pero tienen que estar sujetos a algún tipo de monitoreo que impida actuaciones estratégicas por parte de los agentes. El resultado de las subastas intradiarias es un nuevo despacho en la capa operativa y unos cambios de las posiciones de mercado en la capa comercial, que se liquidarán al precio casado en esa subasta.

En este contexto, la disponibilidad pasa a ser un elemento de la oferta de precio y cantidad y, como tal, puede ser actualizada en cada sesión del mercado. La desviación, en cambio, pasa a ser un cambio en la posición comercial de cada agente. Al haber un mecanismo de mercado que permite valorizar este cambio de posición comercial, considerando el coste (positivo o negativo) que éste provoca en el sistema, no hace falta un esquema de penalizaciones. Por la misma razón, no es necesario considerar ninguna banda de tolerancia. Finalmente, cualquier cambio de disponibilidad posterior al cierre de la última sesión de mercado y que resultara en una imposibilidad por parte del agente a respetar su compromiso comercial y operativo generaría una desviación verdadera. Sin embargo, también en este caso, el mecanismo de balance permitiría valorizar el coste que esta desviación ocasiona en el sistema, sin necesidad de recurrir a penalizaciones externas al mercado.

4.8 Interacción con otros mercados

La introducción de un despacho vinculante y de un mercado intradiario en Colombia supone un cambio de paradigma cuyos impactos van más allá del mercado de corto plazo y afecta otros ámbitos de la regulación del sector.

4.8.1 Mercado de contratos

El mercado de contratos es un pilar del sistema eléctrico colombiano. La mayoría de las transacciones comerciales tiene lugar a través de contratos bilaterales de largo plazo. La bolsa de energía, en años con aportes hídricos normales, cubre sólo una parte bastante reducida de estas transacciones.

La Figura 11 muestra los tipos de contratos bilaterales que existen en Colombia y el proceso actual para su asignación y liquidación. Cuando la energía contratada difiere de la energía consumida o producida en el tiempo real, como se observa en la figura, esta diferencia se liquida al precio de bolsa. Sin embargo, en la regulación actual, a la hora de liquidar los contratos, existe una diferencia entre generación y demanda. Para la demanda, se usa como referencia el consumo real más las pérdidas de referencia. En cambio, para la generación, se usa la energía casada en el despacho ideal. Ésta puede diferir de la generación real y, en ese caso, también se aplicará una reconciliación. La remuneración de un generador o de un agente de generación dependerá, entonces, de tres términos, uno relacionado con los contratos, otro con el precio de bolsa y otro con las reconciliaciones. Hay que subrayar que la asignación y liquidación de contratos se lleva a cabo por agente de mercado y puede, entonces, involucrar diferentes recursos de generación de una misma empresa, mientras que las reconciliaciones se aplican planta por planta.

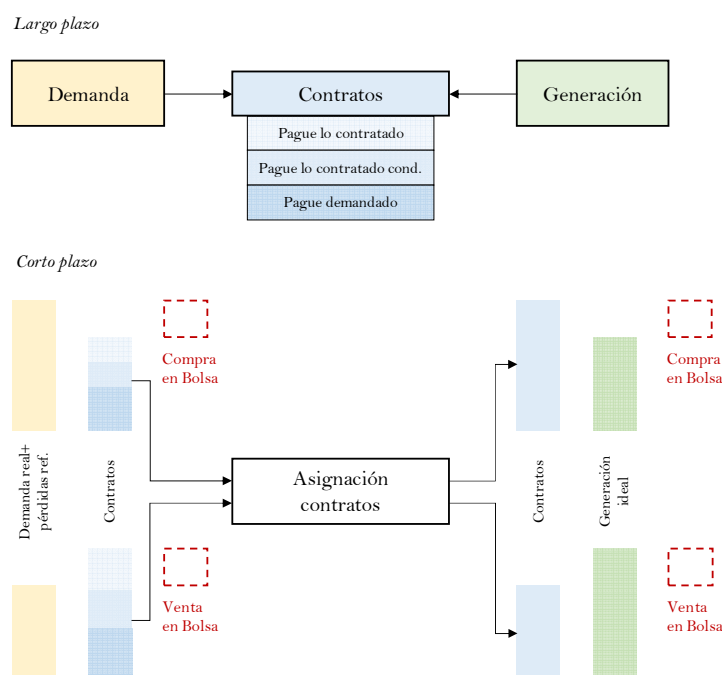


Figura 11. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño actual del mercado

Si se introduce un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance, los contratos bilaterales tendrán que especificar un mercado de referencia, cuya casación se considerará para su liquidación. Esta decisión se puede dejar en manos de los agentes que firman el contrato o puede ser tomada por el regulador y aplicada bien a todos los contratos, o a los contratos de suministro de la demanda regulada. A fines de liquidación, en el diseño de referencia que se está planteando, no hay elementos que lleven a preferir un mercado de referencia con respecto a otro. Sin embargo, sí se subraya que fijar un mercado de referencia para todos o parte de los contratos (por ejemplo, sólo los destinados al suministro de la demanda regulada) podría ayudar a mejorar la liquidez y la transparencia, en término de formación de precios, del mercado de largo plazo.

La Figura 12 muestra cuál sería el funcionamiento general de un esquema de liquidación con una secuencia de mercados. Una vez fijado el mercado de referencia, el proceso de liquidación sería simétrico para generación y demanda (por simplicidad, se omite en la gráfica el proceso de asignación). La energía contratada se compararía con la generación o la demanda casada en el mercado de referencia; la diferencia se liquidaría al precio de este mercado. Cualquier cambio al compromiso vinculante adquirido en el mercado de referencia se liquidaría luego al precio de la sesión de mercado en que se produzca ese cambio (según las fórmulas propuestas en la sección 4.1).

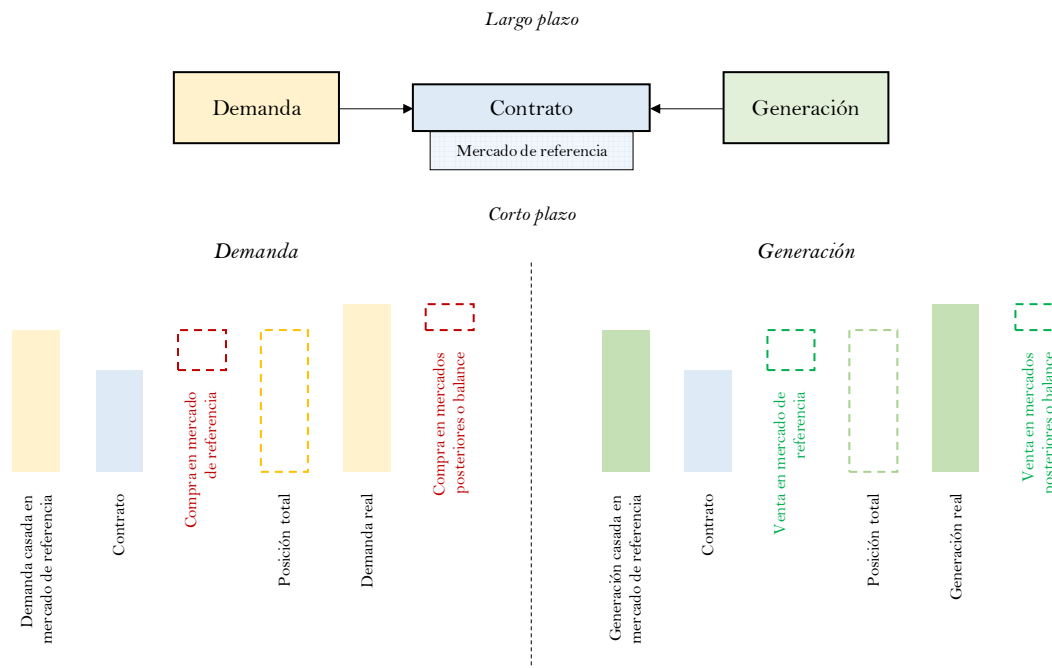


Figura 12. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño de referencia del mercado

Si la liquidación de los contratos de largo plazo siguiera siendo por agente de mercado, entonces, la liquidación consistiría simplemente en una comparación entre la cantidad contratada por cada agente y la sumatoria de las posiciones comerciales de los recursos controlados por dicho agente, valorizándose la diferencia al precio de bolsa.

4.8.2 Mercado de servicios complementarios

La reforma del mercado de corto plazo de energía afectará sin duda la regulación de los servicios complementarios. Sin embargo, también esta última se encuentra en un proceso de transición. Paralelamente a este proyecto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha contratado también otro estudio, según los términos de referencia TDR-003-2018, titulado “*Consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN)*”. El objetivo de este proyecto es avanzar propuestas de modificación de la regulación colombiana sobre servicios complementarios (o SSCC) preparando la misma para la elevada penetración renovable que se espera en la próxima década. Más específicamente, el proyecto tendrá que definir los

servicios complementarios que se necesitarán en el futuro y proponer una metodología para su adquisición y para la asignación de sus costes.

El leve desajuste que existe entre los cronogramas de los dos proyectos no ha permitido coordinar totalmente las propuestas finales de los estudios. En el momento en que se redacta este informe final, sin embargo, se conocen las alternativas principales que se están analizando en el proyecto sobre SSCC. Por lo que concierne a los servicios de balance, las alternativas se centran en el mecanismo de adquisición y analizan ventajas y desventajas de dos enfoques contrapuestos: co-optimización de energía y reservas y adquisición secuencial de las mismas. Estas alternativas y los solapes y necesidades de coordinación con este proyecto se describen a continuación:

- Co-optimización de energía y reservas; con esta metodología, los servicios de balance se adquieren conjuntamente a la energía, añadiendo una restricción relativa a la demanda de reservas en el algoritmo de casación del mercado, cuya variable dual (o precio sombra) será el precio reconocido para la prestación de este servicio. Este diseño es compatible con la secuencia de mercados propuesta en este proyecto. Al añadir una restricción de reservas en el mercado diario (tanto en el despacho ideal como en el despacho económico programado), el mismo algoritmo de optimización identificaría a los recursos que generarían energía y a los que proporcionarían reservas, así como la remuneración para los dos productos¹³. Un elemento que no ha sido definido en el informe tres del proyecto sobre SSCC es si los compromisos relativos a la provisión de las reservas pueden ser redefinidos en el horizonte intradiario o no. En caso afirmativo, las mismas restricciones de reserva se incluirían en las casaciones del mercado intradiario y se liquidarían las diferencias entre las posiciones comerciales resultantes.
- Adquisición secuencial de energía y reservas; con esta metodología, la compra de energía y de reservas se separa. Estas últimas se adquirirían a través de un mercado específico, cuyo cronograma debería estar coordinado con el cronograma del mercado de energía. Sin embargo, con este diseño, el solape con el proyecto presentado en este informe es claramente menor.

Las alternativas propuestas en el informe tres del proyecto sobre SSCC están clasificadas según el mecanismo de adquisición. Sin embargo, el ámbito en el que los dos proyectos podrían tener un mayor solape es la asignación de costes. El mecanismo de adquisición determina quién proporciona los servicios complementarios y cómo se le remunera. En cambio, la metodología de asignación de costes determina quién paga por los servicios complementarios y en qué medida. En este contexto, hay que dividir claramente entre reserva de capacidad y activación de energía

¹³ La versión preliminar del informe tres del proyecto sobre servicios complementarios también recomienda pasar de un mecanismo de precio uniforme a uno de precios nodales o zonales (un tema que excede claramente el alcance de dicho proyecto, según los TDR-003-2018). Sin embargo, no es indispensable introducir precios nodales para aplicar una co-optimización de energía y reserva. De hecho, en los sistemas en los que se co-optimiza la adquisición de estos dos productos, la demanda de reserva se define por macro-zonas, aunque la demanda de energía se introduzca en el algoritmo con granularidad nodal.

(disponibilidad y utilización, según la terminología utilizada en el informe tres del proyecto sobre SSCC).

La reserva de capacidad, cuyo coste total se define a través del mecanismo de adquisición, se puede socializar entre los consumidores o se puede asignar a través de metodologías más complejas basadas en el principio de causalidad. Sin embargo, esta asignación es completamente independiente del mercado de corto plazo y puede estar más relacionada con la metodología de cálculo del requerimiento de reservas llevada a cabo por el operador del sistema.

En cambio, se observa un solape mayor con el diseño propuesto en este proyecto cuando se analiza la metodología de asignación del coste de la activación de energía. Cuando se activa una reserva en el tiempo real para cubrir una contingencia en el sistema, además del coste ocasionado por la reserva de capacidad, habrá que recaudar y asignar también el coste de la energía entregada por ese recurso. La manera más eficiente de asignar estos gastos es considerar el coste marginal de la energía activada¹⁴ y utilizarlo para definir un precio de desbalance que tendrán que pagar todos los agentes que tengan un desvío. Como ya se ha mencionado previamente, los desvíos se podrían calcular como la diferencia entre la posición comercial global de un agente, fijada en los mercados diario e intradiario, y la generación (o demanda) en el tiempo real. Todas estas operaciones y liquidaciones se podrían llevar a cabo mediante el mecanismo de balance, que, en el contexto colombiano, consistiría en calcular una vez más los despachos, esta vez considerando la información disponible en el tiempo real.

En lo que concierne la adquisición y asignación de costes de los SSCC relativos al control de tensión y a la recuperación del servicio, no se aprecian solapes significativos con este proyecto ni particulares necesidades de coordinación.

4.8.3 Cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad es el mecanismo que guía la expansión del sistema de generación eléctrica en Colombia. Los recursos que han firmado una obligación de energía firme tienen que entregar su compromiso durante los días en los que el precio de bolsa supera el precio de escasez, recibiendo, a cambio, una prima cuyo valor se fija a través de una subasta competitiva. Si se introducen un mercado diario, un mercado intradiario y un mecanismo de balance, existirán diferentes precios de corto plazo y el regulador tendrá que decidir cuál será el mercado de referencia para la activación de las obligaciones.

En la literatura sobre mecanismos de capacidad, se han estudiado en detalle las implicaciones de la elección del mercado de referencia de las opciones de confiabilidad. El mercado de referencia define las condiciones de escasez de las cuales el regulador quiere proteger al sistema. Si se escoge el mercado diario, el precio de este reflejará una escasez relacionada con la suficiencia del sistema, es decir, su capacidad de cubrir las puntas de demanda a través de la capacidad instalada; si se acerca el mercado de referencia al tiempo real, se escogerán precios que señalan, además de

¹⁴ Se menciona este dato como mera aportación académica; la definición de un precio de desbalance es un tema que se tratará en el proyecto sobre SSCC y se considerará como dato de entrada en este proyecto.

los citados problemas de suficiencia, la falta de capacidad del sistema para responder a cambios en el programa (falta de flexibilidad).

La Figura 13 representa gráficamente la decisión que habrá que tomar sobre el cargo por confiabilidad. En el nuevo diseño del mercado de corto plazo colombiano, el mercado de referencia de las obligaciones de energía firme podrá ser el mercado diario, una sesión del mercado intradiario, el mecanismo de balance o, como en algunos mecanismos europeos (Irlanda e Italia), una combinación de los tres.

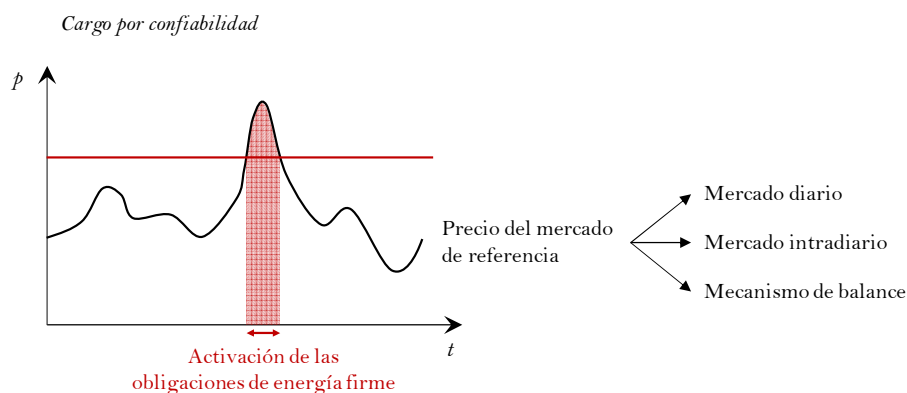


Figura 13. Elección del mercado de referencia para las obligaciones de energía firme

Como ya se ha mencionado, la elección del mercado de referencia está relacionada con las condiciones de escasez de las cuales se quiere proteger a los consumidores. En Colombia, la escasez ha estado históricamente relacionada con el fenómeno del Niño, que provoca años secos y limita la producción hidroeléctrica. Con el parque de generación actual, caracterizado por una elevada capacidad hidroeléctrica que puede proporcionar flexibilidad en el muy corto plazo, el problema es claramente la suficiencia del sistema durante los años secos y el mercado que mejor se centra en este tipo de escasez es el mercado diario. Sin embargo, el cargo por confiabilidad es un mecanismo de expansión de largo plazo y su diseño debería considerar no sólo las condiciones de escasez que se producen en la actualidad, sino también las que se espera en el futuro.

4.8.4 Mercado de gas

Una de las ventajas de introducir un mercado intradiario en un sector eléctrico con centrales a gas es la posibilidad de actualizar las posiciones en el mercado eléctrico según la evolución del mercado de corto plazo de este combustible. Una central a gas que, en el horizonte intradiario, tenga acceso a un suministro muy barato (por ejemplo, por el fallo de otra central a gas ubicada en la misma zona que, por tener un contrato de suministro *take-or-pay*, esté dispuesta a ceder su gas por debajo del precio de mercado) puede aumentar su disponibilidad o bajar su oferta en el mercado intradiario eléctrico. Para que estos intercambios sean posibles, es necesario que los dos mercados estén coordinados, sobre todo a nivel de cronogramas.

Sin embargo, el mercado secundario de gas natural colombiano, además de presentar, de momento, una liquidez muy reducida, no es un mercado centralizado y no existe un cronograma predefinido. En este contexto, no es posible buscar un ajuste específico entre el mercado de gas

y el mercado intradiario eléctrico. La única recomendación que se puede avanzar de momento es que los futuros desarrollos del mercado de gas de corto plazo deberán considerar la necesidad de coordinación con el sector eléctrico.

5. Cambios a los aspectos operativos

La introducción del diseño de referencia requiere unos cambios en la regulación actual que afectan más la capa comercial que la capa operativa. Sin embargo, también podría ser necesario modificar algunos aspectos del despacho económico programado, sobre todo por lo que concierne a la información requerida por el operador, y de la filosofía detrás del actual mecanismo de redespacho. En las siguientes subsecciones, se analizan punto por punto estos posibles cambios.

5.1 Información para el despacho económico horario

5.1.1 Predicción de demanda

La información relativa a la predicción de carga (estimada, hoy en día por el operador del sistema) podría variar según el esquema de participación de la demanda en el mercado de corto plazo. Si la demanda participara en el mercado a través de la estimación de carga, ésta última debería ser comunicada al operador con frecuencia diaria y entraría en el despacho económico programado. Si la participación fuera a través de ofertas de cantidad y precio, en cambio, la presentación de estas ofertas de compra debería seguir el mismo protocolo utilizado para las ofertas de venta.

5.1.2 Pérdidas

La introducción, a través del diseño de referencia, de compromisos vinculantes podría incentivar la utilización de métodos de estimación de pérdidas más complejos, basados en modelos probabilísticos y que consideren también la posibilidad de actualizar la estimación de pérdidas en el horizonte intradiario.

5.1.3 Ofertas de precio

En el diseño actual, los agentes presentan una única oferta de precio diaria, que se usa no sólo para la casación del mercado en todas las horas del día de la operación, sino también para el despacho del servicio de AGC. Sin embargo, la presencia de un mercado intradiario, dividido a su vez en más subastas, rompería con la lógica de una única oferta para cada día de operación; ofertando precios diferentes en diferentes sesiones del mercado de corto plazo, los agentes podrían *de facto* presentar diferentes ofertas de precio para cada grupo de horas definido por el cronograma del mercado. En este contexto, cabe discutir si no sería más eficiente permitir ofertas de precio horarias, como ocurre en muchos mercados de corto plazo.

5.1.4 Precios de arranque y parada

Los precios de arranque y parada tienen que ser declarados por parte de los agentes que controlen plantas de generación térmicas cuatro veces por año y quedan vigentes durante tres meses. La declaración puede contemplar diferentes configuraciones y combustibles, especificando un precio de arranque y parada para cada una de ellas. El intervalo de tiempo

durante el cual quedan vigentes los precios de arranque y parada resulta más largo que en otros sistemas con una regulación parecida sobre la recuperación de estos costes fijos de operación. Sin embargo, no hay argumentos evidentes a favor de aumentar la frecuencia en la oferta de los precios de arranque y parada. El nuevo diseño de mercado podría entonces considerar la posibilidad de incrementar la frecuencia con la que se declaran estos precios o mantener la frecuencia actual.

5.1.5 Disponibilidad esperada

En el diseño actual, los agentes declaran diariamente su disponibilidad esperada al operador del sistema. Contrariamente a lo que ocurre con las ofertas de precio, la disponibilidad se declara a nivel horario. Como se ha discutido en la sección 4.7, desde el punto de vista comercial, la disponibilidad pasa a ser un elemento de la oferta de precio y cantidad.

5.1.6 Generación de plantas menores

La información relativa a la generación de plantas menores dependerá del esquema de participación de estas plantas en el mercado de corto plazo. Si se optara por responsabilizar todas o algunas plantas renovables de su predicción y desvíos, estos recursos deberían participar en la secuencia de mercados de corto plazo como las otras tecnologías; pasarían, entonces, de declarar una generación esperada a presentar ofertas de precio en el mercado diario basadas en su disponibilidad esperada y a actualizar su posición comercial en el mercado intradiario.

5.2 Redespacho

En la sección 4.7, al discutir el tratamiento de la disponibilidad comercial de los agentes y de las desviaciones en el nuevo diseño de mercado, se ha mencionado la necesidad de un cambio sustancial en la definición de estos conceptos. Lo mismo pasa, en la capa operativa, con los redespachos. Una vez definidos unos compromisos comerciales a través del despacho vinculante en el mercado diario, los cambios de las condiciones operativas que tengan lugar en el horizonte intradiario (desde el cierre del mercado diario hasta el *gate closure*) tienen que ser absorbidos por el mercado intradiario, que los traducirá en un consecuente cambio de los compromisos comerciales.

Este diseño representa un cambio de filosofía importante con respecto al diseño actual, en el cual todas las operaciones en el horizonte intradiario se llevan a cabo en la capa operativa. En el nuevo diseño de mercado, aumenta enormemente el peso de la capa comercial en este horizonte, aunque ésta tenga que seguir intercambiando información con la capa operativa para incluir las restricciones técnicas en los resultados de las casaciones. Aunque, en Colombia, la operación del mercado y del sistema son ejecutadas por la misma empresa, a nivel teórico, se puede decir que, en el horizonte intradiario, el operador del mercado pasaría a tener un peso preponderante y que el operador del sistema tomaría el control sólo a partir del último *gate closure*.

6. Disposiciones transitorias

Uno de los objetivos del informe cinco es la definición de las disposiciones transitorias necesarias para permitir la introducción de las reformas analizadas en este estudio de manera gradual, sin cambios abruptos en la regulación que podrían afectar negativamente la eficiencia del mercado. Estas disposiciones transitorias se presentan de manera detallada en esta sección.

6.1 Periodo de adaptación

El rediseño del mercado de corto plazo colombiano propuesto en este proyecto pasa por un cambio del algoritmo de casación del mercado, tanto mayor cuanto mayor sea la profundidad de la reforma que se vaya a introducir, sobre todo por lo que concierne la participación de la demanda. Una vez elaborados y preparados estos cambios computacionales, se sugiere la implantación de un periodo de adaptación. Durante este periodo, el mercado seguirá funcionando según el diseño actual, sin la definición de compromisos comerciales vinculantes en el día anterior a la operación y con un cálculo *ex-post* del precio de bolsa. Sin embargo, en el periodo de adaptación, se calcularán los precios de bolsa del mercado diario y del mercado intradiario que surgirían del nuevo diseño y éstos se publicarán en la plataforma usada por el operador del sistema para las comunicaciones con los agentes. La publicación de estos precios permitirá que los agentes se familiaricen con el nuevo esquema sin que éste tenga consecuencias económicas.

El precio de bolsa del mercado diario se obtendrá, como en el funcionamiento a régimen del nuevo mercado, a través de un despacho ideal acoplado al despacho económico programado. Los precios de bolsa del mercado intradiario, en cambio, se calcularán según el cronograma que finalmente se defina para este mercado. En cada sesión se calculará un despacho ideal que considere todos los redespachos operativos llevados a cabo a partir de la sesión anterior.

6.2 Reforzamiento del monitoreo del mercado mayorista

A nivel teórico, la introducción de una secuencia de mercado compuesta por diferentes sesiones, en las que los agentes pueden generar y modificar compromisos comerciales, introduce una nueva dimensión al problema del poder de mercado. Por esta razón, al introducir este diseño en el sistema eléctrico colombiano, es esencial reforzar la actividad de monitoreo del mercado mayorista. Como se ha evidenciado en la sección 4, en el nuevo diseño, los agentes pueden modificar sus ofertas de precio y cantidad en el horizonte intradiario; estos cambios, en principio, no requieren ninguna justificación, pero tienen que estar sujetos a algún tipo de monitoreo que impida actuaciones estratégicas por parte de los agentes.

Uno de los objetivos principales de este monitoreo es analizar la convergencia de los precios de las diferentes sesiones de mercado. Los precios pueden y deben variar de una sesión a otra (si no se registrara nunca una variación en estos precios, la secuencia de mercado sería claramente superflua); sin embargo, la presencia de una tendencia evidente en el comportamiento de estos precios podría ser indicativa de un aprovechamiento ilícito por parte de algunos agentes de la posibilidad de arbitraje.

6.3 Número de subastas y cronograma

En la sección 4.2, se ha discutido sobre la conveniencia de introducir, en el contexto colombiano, un número limitado de subastas intradiarias, a la luz también de las experiencias internacionales al respecto. Esta sugerencia es válida sobre todo para el periodo de transición. El diseño inicial del mercado intradiario podría considerar solamente una o dos subastas. El número de subastas podría ser incrementado gradualmente una vez que los agentes estén familiarizados con esta herramienta y cuando haya datos iniciales sobre los beneficios aportados por el mercado intradiario en términos de eficiencia.

El mismo razonamiento se podría aplicar al cronograma, es decir, a la ubicación temporal de las diferentes sesiones de la secuencia de mercado en el horizonte que va del mercado del día anterior al tiempo real. Durante el periodo de transición, se podría mantener el cronograma actual del despacho económico programado, para luego reformar progresivamente este cronograma y dejar más espacio al mercado intradiario.

6.4 Participación de la demanda y de las plantas menores y comercio transfronterizo

En esta última subsección, se reúnen las disposiciones transitorias sobre algunos elementos de diseño que van más allá de las recomendaciones de los consultores y que requieren una decisión por parte del regulador. En todos estos casos, las disposiciones transitorias dependen de cuál es el diseño que el regulador se propone alcanzar al final de periodo de transición.

En lo que concierne a la participación de la demanda, en la sección 4.3, se han propuesto diferentes modalidades de participación en la secuencia de mercado, las medidas necesarias para introducir las en la regulación y sus implicaciones. Independientemente del modelo final escogido por el regulador, en el periodo de transición, se podría aplicar este modelo sólo a la demanda no regulada, para luego extenderlo, una vez que se hayan analizado los beneficios de estas medidas, a la demanda regulada.

Por lo que concierne a la integración de las plantas menores y de las tecnologías renovables intermitentes en general, tema que se ha analizado en detalle en la sección 4.4, se puede dejar que estas centrales participen en la secuencia de mercado en igualdad de condiciones con respecto a las tecnologías convencionales o se pueden introducir exenciones de la responsabilidad de los desvíos. Durante el periodo de transición, se puede permitir una participación voluntaria a la secuencia de mercado, dejando la elección de si tomar o no la responsabilidad de los desvíos a los agentes interesados. Alternativamente, se podría considerar un esquema de participación obligatoria desde el principio, pero cobrándoles a estos recursos sólo un porcentaje de los costes de sus desvíos e incrementando este porcentaje gradualmente hasta el final del periodo de transición.

Finalmente, sobre comercio transfronterizo, el regulador (o los reguladores de los sistemas en el mercado regional) tendrá que decidir si los intercambios con los países vecinos participarán o no en el esquema de compromisos comerciales vinculantes (sección 4.5.1). Si se quieren otorgar estos compromisos al comercio transfronterizo, se puede prever un periodo de transición en el

cual se mantenga el esquema de funcionamiento actual (cálculo de precio *ex-post* para las importaciones/exportaciones) y ampliar la aplicación de compromisos comerciales a los intercambios transfronterizo solamente una vez que el mecanismo esté a régimen en el mercado nacional.

7. Bibliografía consolidada del estudio

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2017. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2016. Informe publicado en octubre de 2017.

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2016. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. Informe publicado en octubre de 2016.

Battle, C., Mastropietro, P., Rodilla, P., Pérez-Arriaga I.J., 2014. The System Adequacy Problem: Lessons Learned from the American Continent. Capítulo 7 del libro Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics. Oxford University Press. ISBN 978-0-19-874925-7

BOE, Boletín Oficial del Estado (de España), 2015. Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Resolución publicada en el BOE no. 303 del 19 de diciembre de 2015. P.O. 3.1 “Programación de la generación” y P.O. 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”.

Comisión de la Comunidad Andina, 2017. Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Decisión no. 816.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017. Resolución 140 de 2017, por la cual se define el precio marginal de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016. Propuesta para la implementación de un despacho vinculante. Documento CREG-004B, publicado el 5 de febrero de 2016.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015. Resolución 176 de 2015, por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 en relación con el precio de Reconciliación Negativa.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010a. Resolución 121 de 2010, por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010b. Resolución 036 de 2010, por la cual se modifica parcialmente las Resoluciones CREG-034 de 2001, 137 de 2009 y 010 de 2010 y se dictan otras normas sobre el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009. Resolución 051 de 2009, por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006. Resolución 071 de 2006, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005. Resolución 084 de 2005, por la cual se modifican algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG-034 de 2001.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001. Resolución 034 de 2001, por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000. Resolución 63 de 2000, por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998. Resolución 122 de 1998, por la cual se modifican las causas de redespacho del Reglamento de Operación y se dictan otras disposiciones.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución 025 de 1995, por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución 024 de 1995, por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.
- CE, Comisión Europea, 2018. State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism. Documento C(2018)617 final, publicado en abril de 2018.
- CE, Comisión Europea, 2017. State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism. Documento C(2017)7789 final, publicado en noviembre de 2017.
- CE, Comisión Europea, 2017. Propuesta de reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad. Comunicación COM(2016) 861 final.
- Congreso de Colombia, 2014. Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial no. 49.150 del 13 de mayo de 2014.

- E&Y-Enersic, 2016. Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. Producto 4 del estudio comisionado por el Departamento Nacional de Planeación.
- IEA, International Energy Agency, 2016. Re-Powering Markets - Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems. Informe técnico.
- IRENA, International Renewable Energy Agency, 2017. Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy. Informe de IRENA, publicado en mayo de 2017.
- MITEL, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition. Informe desarrollado en colaboración con IIT-Comillas, publicado en diciembre de 2016.
- MITeI, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2013. Growing Concerns, Possible Solutions: The Interdependency of Natural Gas and Electricity Systems. Informe publicado en abril de 2013.
- OEF, Oxford Energy Forum, 2018. Decarbonization and liberalization in the power sector: international perspectives. Issue 114. Artículos de interés: “*Developing the design of the Chilean power market to allow for efficient deployment of renewables*” y “*Brazil considers reform of the electricity sector*”.
- OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2017. Informe sobre la consulta pública a la propuesta de funcionamiento para el mercado intradiario en el MIBEL. Documento elaborado conjuntamente con REE y REN, publicado el 24 de abril de 2017.
- SIEL, Sistema de Información Eléctrico Colombiano, 2018. Registro de proyectos de generación de energía eléctrica - Vigentes a 31 de octubre de 2018.
- Ventosa, M., Linares, P., Pérez-Arriaga, I. J., 2013. Power System Economics. Capítulo 2 del libro “*The Regulation of the Power Sector*”, Pérez-Arriaga, I. J. Ed., Springer, 2013, ISBN 978-1-4471-5034-3.
- XM S.A. E.S.P., 2017. Informe de operación del sistema interconectado nacional y administración del mercado para el año 2017.
- XM S.A. E.S.P., 2014. Análisis de la viabilidad de un mercado intradiario en el mercado eléctrico colombiano. Documento 011521-1 XM, remitido a la CREG el 24 de noviembre de 2014.

Anexo: consideraciones adicionales a partir de los comentarios recibidos

Los resultados finales del estudio fueron presentados en un taller público en Bogotá el 29 de noviembre de 2018. Los consultores aprovechan este espacio para agradecer el enorme interés demostrado por los asistentes, reflejado en el gran número de comentarios recibidos tanto durante el taller como a lo largo de la semana posterior, a través de comunicaciones electrónicas¹⁵. Estos comentarios han sido aprovechados para mejorar este informe final y para agregar algunos elementos de discusión. En este anexo se plantean con brevedad las aclaraciones a algunos de estos comentarios, agrupados por tema.

Consideración de la red y migración a precios nodales

Algunos agentes han pedido aclaraciones sobre el esquema de consideración de la red y las razones por las cuales la principal alternativa de diseño de referencia planteada no está construida sobre la base de un cálculo de precios nodales. Los consultores reconocen los diversos beneficios que, a nivel teórico, presenta el cálculo de precios nodales en un mercado eléctrico¹⁶. Sin embargo, en los sistemas eléctricos reales, estos beneficios deben ser ponderados con muchos objetivos, algunos de los cuales van incluso más allá de la regulación del sector eléctrico. De hecho, los mercados eléctricos de un buen número de países, además del colombiano (por ejemplo, en todo el continente europeo), calculan un precio uniforme (o precios zonales con un muy reducido número de zonas).

El diseño de referencia, como se ha resaltado en todos los informes, mantiene la separación entre la capa comercial y la capa operativa que caracteriza el diseño actual del mercado colombiano. Las razones de esta decisión se han discutido en el informe dos y se han repetido en este informe. Por un lado, las propuestas elaboradas hasta la fecha (CREG, 2016; XM, 2014) no prevén la transición a un sistema de precios nodales. Por otro lado, no parece oportuno introducir al mismo tiempo dos reformas tan significativas (migración a precios nodales e introducción de una secuencia de mercados vinculantes) en el mercado eléctrico colombiano.

Además, durante el taller, se hizo hincapié en otra razón adicional: si el diseño de referencia se liga necesariamente a un diseño de precios nodales, se corre entonces el riesgo de que la secuencia de mercados no se implante en el caso de que finalmente no se aceptase una migración a este

¹⁵ Al final de este anexo, se presenta una lista de las empresas y de los expertos que han participado a esta ronda de comentarios.

¹⁶ De hecho, durante el primer semestre de 2018, los mismos consultores, junto a la empresa *MRC Consultants*, han estado involucrados en un proyecto comisionado por el Departamento Nacional de Planeamiento (DNP) y financiado por el Banco Mundial cuyo objetivo era exactamente estudiar la conveniencia de introducir un sistema de precios multi-nodal en Colombia.

esquema de cálculo de precios. No resulta conveniente asociar de manera tan estricta dos medidas que parecen tener un nivel de consenso muy diferente dentro del sector.

En todo caso, procede reincidir que muchos de los elementos de diseño y de las discusiones que se han presentado en este estudio seguirían siendo válidos en un contexto de precios nodales.

Número de subastas

Algunos agentes plantean la posibilidad de introducir un número de subastas intradiarias mayor (de cuatro a seis ya en el periodo de transición) del que recomiendan los consultores (una o dos subastas intradiarias en el periodo de transición, con alguna subasta cubriendo un horizonte mayor a las 24 horas, para ir incrementando el número de subastas gradualmente cuando haya datos iniciales sobre los beneficios aportados por el mercado intradiario en términos de eficiencia).

En algunos casos, estos comentarios parecen derivar de una interpretación errónea del diseño de referencia propuesto por los consultores¹⁷. En otros casos, se menciona la necesidad de proporcionar flexibilidad a los agentes en vista de la penetración renovable esperada en el sistema.

Los consultores consideran que la optimización en términos de eficiencia y flexibilidad que permite la implantación de un mecanismo de mercado intradiario se puede conseguir con un número reducido de subastas. Por un lado, especialmente en la fase inicial de implantación, un número limitado de sesiones reduce los costes de transacción y permite aumentar la liquidez y transparencia del mecanismo. Además, existen unas limitaciones computacionales (ver la sección 4 del informe dos) que han sido tomadas como restricciones para este proyecto¹⁸. Estas limitaciones impiden, en la actualidad, la implantación de un número elevado de subastas.

Participación voluntaria en el mercado intradiario

Algunos agentes han señalado que un esquema de participación obligatoria al mercado intradiario podría ocasionar pérdidas económicas a un agente que, una vez casado en el mercado diario, pudiera incurrir en costes, por ejemplo, relacionados con la nominación de suministro y transporte de gas natural, y que luego se vean desplazados en una subasta del mercado intradiario. Esta situación que se acaba de describir no debería plantear pérdida alguna al agente. Este último debería poder presentar en el mercado intradiario una oferta de precio que internalice los costes incurridos a causa de las nominaciones (lo que a todos los efectos se traduce

¹⁷ En el diseño de referencia, en cada subasta intradiaria, se puede vender y comprar energía para las horas restantes del horizonte de programación (ver Figura 6 a Figura 8). Esto significa que, si sólo hubiera dos subastas intradiarias, no se dividiría el horizonte de programación en dos intervalos de tiempo, cada uno sujeto a una de las dos subastas, sino que, por ejemplo, en la primera subasta se casarían todas las 24 horas de día de la operación y en la segunda subasta sólo las últimas 12.

¹⁸ Un análisis detallado de estas limitaciones, así como de las medidas para eliminarlas, excede claramente el alcance de este estudio.

en que baja su oferta económica con respecto al mercado diario). De esta manera, sería desplazado sólo si este desplazamiento fuera conveniente para él.

Se resalta que, a nivel teórico, si se admiten este tipo de prácticas y si se aplica el principio de racionalidad económica, una participación voluntaria y una participación obligatoria en el mercado intradiario deberían conducir al mismo despacho. Sin embargo, por los motivos que se han detallado en el informe, se reincide en la recomendación de plantear la participación obligatoria en las sesiones intradiarias.

Participación de la demanda

Algunos agentes requieren una propuesta más específica sobre participación de la demanda. Como se ha subrayado en el informe dos, la integración de la demanda deberá producirse paulatinamente, tanto en el mercado colombiano como en la gran mayoría de otros mercados, a través un largo proceso de adaptación y aprendizaje cuya definición excede el alcance de este proyecto. El objetivo de este proyecto, por lo que concierne la participación de la demanda, ha sido garantizar que el diseño de referencia permita integrar a los consumidores en el mercado. Se han propuesto diferentes niveles de participación (sección 4.3). Para cada nivel, en este informe como en el informe dos, se han analizado en detalle los cambios necesarios con respecto al diseño actual¹⁹. Sin embargo, los consultores siguen considerando que la elección entre estos diferentes esquemas de participación le compete al regulador. Por esta razón, se ha preferido no avanzar ninguna propuesta específica sobre cómo debe participar la demanda, sino limitar el análisis al estudio de las diferentes alternativas y de las complejidades asociadas a cada una de las formas de participación. Un razonamiento similar se puede aplicar a la integración de las plantas menores y de los recursos renovables intermitentes.

Coordinación con el proyecto de servicios complementarios

Paralelamente a este proyecto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha contratado también otro estudio, según los términos de referencia TDR-003-2018, titulado “*Consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN)*”. El objetivo de este proyecto es avanzar propuestas de modificación de la regulación colombiana sobre servicios complementarios (o SSCC) preparando la misma para la elevada penetración renovable que se espera en la próxima década. Más específicamente, el proyecto tendrá que definir los servicios complementarios que se necesitarán en el futuro y proponer una metodología para su adquisición y para la asignación de sus costes. Estas propuestas, además de desarrollar un diseño detallado de los diferentes productos que se deberían contratar en estos mercados y plantear las metodologías de asignación de los costes derivados de la adquisición de estos mismos, debería

¹⁹ Para el esquema de participación activa a través de ofertas de precio y cantidad, por ejemplo, se ha mencionado, en el informe dos, la necesidad de pasar de un algoritmo de minimización de costes a uno de maximización del beneficio social neto o de aplicar reconciliaciones también a las ofertas de demanda. Estos temas se han analizado no sólo a nivel abstracto, sino también a través de un caso ejemplo basado en un sistema de tres nudos.

incluir a una reforma integral del esquema actual de adquisición y utilización del servicio de AGC, razón por la cual no se ha analizado la interacción entre el diseño de referencia propuesto en el marco de este proyecto y el esquema actual.

Algunos agentes piden garantizar una mayor coordinación entre los resultados de los dos proyectos. Como se ha argumentado en la sección 4.8.2, el leve desajuste que existe entre los cronogramas de los dos proyectos no ha permitido coordinar totalmente las propuestas de los estudios. Específicamente, este proyecto no ha podido contar con las propuestas finales del proyecto sobre SSCC, porque éste se encuentra todavía en fase de desarrollo. Sin embargo, los consultores han analizado todas las alternativas de diseño que se están actualmente considerando en el proyecto de SSCC y han estudiado su compatibilidad con el diseño de referencia para la secuencia de mercados. A través de este ejercicio no se ha identificado ninguna barrera que impida la implantación de las propuestas avanzadas por los dos equipos consultores, según su estado actual.

Algunos agentes piden aclaraciones con respecto al rol del mecanismo de balance en la definición de los precios de los servicios complementarios. Si se centra la atención en el servicio de control de frecuencia, hay que definir tres elementos: i) el precio de la capacidad reservada en el día anterior a la operación, ii) el precio de la energía activada en el tiempo real, y iii) el precio de desbalance que se aplica a los desvíos. La metodología para fijar estos tres precios y la relación entre ellos (en particular entre el precio de desbalance y los dos precios anteriores) es objeto de estudio en el proyecto sobre SSCC y por lo tanto excede el ámbito del presente proyecto el hacer recomendaciones al respecto. En este apartado, buscamos simplemente aclarar el papel de las diferentes sesiones de mercado en el cálculo de estos precios.

Según los últimos contactos que se han mantenido con el equipo consultor del otro proyecto, la propuesta está orientada hacia la co-optimización de energía y reservas. Hay que resaltar que la co-optimización permite fijar el precio de la reserva de capacidad en el día anterior a la operación, simplemente añadiendo una restricción al algoritmo de despacho del sistema. Al estar esta restricción expresada como una demanda de capacidad, el precio calculado estará expresado en \$/MW (si la demanda de reserva se considerase con granularidad espacial, los precios calculados por el algoritmo también tendrían esa granularidad). Como se ha mencionado en la sección 4.8.2, este precio podría ser modificado en el horizonte intradiario o mantenido hasta el tiempo real, según el esquema elegido en el proyecto sobre SSCC.

La reserva de capacidad permite al operador del sistema contar con unos recursos para la gestión de los desvíos en el tiempo real. Sin embargo, la utilización de estos recursos (la llamada activación de energía) depende de la operación y de las contingencias que se registren en el tiempo real. Existen muchos modelos diferentes para esta activación. Tradicionalmente, en la mayor parte de esquemas, sólo los recursos cuya capacidad se había reservado con anterioridad podían proveer el servicio de la llamada activación de energía en el tiempo real; no obstante, la tendencia hoy en día es la de desarrollar esquemas más eficientes, que consideran el posible aprovechamiento de cualquier recurso disponible para la prestación del servicio, independientemente del despacho que haya resultado en la reserva de capacidad, ya que considerando todos los recursos disponibles se pueden minimizar los costes.

En cualquier caso, la activación de algunos recursos después del *gate closure* provocará un cambio en el despacho con respecto a la última sesión del mercado. El mecanismo de balance permitirá identificar estos cambios en las posiciones operativas y fijar un precio que remunere la energía que se haya activado en el tiempo real, según la metodología que se detalle en el proyecto de SSCC.

Una vez se hayan calculado los precios para la remuneración de la reserva de capacidad y de la activación de energía, hay que definir la metodología para el cálculo del precio de desbalance que se aplica a los desvíos. Normalmente, este precio suele reflejar casi exclusivamente el coste de la activación de energía en el tiempo real, mientras que el coste de la reserva de capacidad se suele socializar. Sin embargo, en algunos contextos, se intenta internalizar parte o la totalidad de los costes de la reserva de capacidad en el precio de desbalance, a través de metodologías que buscan limitar precisamente los desbalances. También la elección de cuáles costes incluir en el precio de desbalance es un elemento que tiene que ser analizado en el proyecto de SSCC.

Mercado de contratos

Algunos agentes han interpretado las recomendaciones avanzadas con respecto a la interacción del diseño de referencia con el mercado de contratos como una propuesta de migración de un esquema de contratos financieros a un esquema de contratos físicos. Los consultores quieren aclarar que ninguna de las recomendaciones avanzadas prevé la sustitución del actual esquema de contratos financieros. Los contratos han de seguir siendo financieros independientemente del despacho que se utilice para su liquidación.

Mercados de referencia (contratos y cargo por confiabilidad)

Algunos agentes piden que se avance una propuesta específica sobre cuál debería de ser el mercado de referencia para la liquidación tanto de los contratos de largo plazo como de las obligaciones de energía firme, una vez se haya introducido una secuencia de mercado en el mercado de corto plazo.

Como en el caso de la participación de la demanda y la integración de los recursos renovables intermitentes, los consultores creen que esta decisión le compete al regulador. Sin embargo, tanto en el caso de los contratos como en el caso del cargo por confiabilidad, se han analizado las diferentes alternativas y se ha observado que, en el sistema eléctrico actual, el mercado diario parece ser la mejor referencia para la liquidación de estos contratos. En el caso de los contratos de largo plazo, esta decisión garantizaría también la oferta de una disponibilidad mayor en el mercado diario²⁰. En el caso de las obligaciones de energía firme, hay que subrayar que el mercado diario parece el mejor mercado de referencia con el mix de generación actual; sin embargo, si, en el futuro, la penetración renovable modificara el tipo de condiciones de escasez

²⁰ Esto resolvería parcialmente también otra inquietud de algunos agentes, relativa a la posibilidad de que los recursos no térmicos no tengan incentivos a ofertar toda su disponibilidad esperada en el mercado diario.

esperadas en el sistema, definir como mercado de referencia una sesión más próxima al corto plazo podría constituir una señal para la incorporación al sistema de recursos suficientemente flexibles para complementar el incremento de volatilidad en el corto plazo que conlleva la penetración de renovable (ver también sección 4.8.3 y sección 3.3 del informe dos).

Armonización con el mercado de gas

Algunos agentes requieren que los consultores avancen recomendaciones específicas sobre cómo reformar el mercado de gas para aprovechar las sinergias con el nuevo mercado intradiario. Los consultores están totalmente de acuerdo con los agentes sobre la necesidad de una coordinación eficaz entre el mercado de gas y el mercado eléctrico con el fin de garantizar la eficiencia económica y aprovechar todos los beneficios que pueden surgir de la introducción de una secuencia de mercados. Se considera que esta necesidad ha sido adecuadamente reflejada en los informes del proyecto. Sin embargo, la elaboración de unas propuestas de mejora del diseño actual del mercado del gas excede totalmente el alcance de este estudio.

Remuneración de los costes de arranque y parada

Algunos agentes mencionaron el problema de una falta de remuneración de los costes de arranque y parada en el diseño de referencia. Por esta razón, es necesario resaltar que el nuevo diseño debería reconocer también los costes fijos de operación de aquellos recursos que al final no hayan contribuido al suministro de la demanda, pero que habían sido arrancados en el día anterior a la operación por una instrucción del operador del sistema. Este elemento de diseño estaría alineado con las experiencias internacionales, según las cuales, un recurso que sigue las instrucciones del operador del sistema no debería poder sufrir una pérdida económica.

Comentarios sobre aspectos del mercado de corto plazo cuyo análisis detallado excede el alcance específico de este proyecto

Los consultores han preferido no hacer recomendaciones sobre los elementos de diseño que no tienen un impacto directo sobre la eficiencia del diseño de los mercados secuenciales (frecuencia de la declaración de los costes de arranque y parada, remuneración de la reconciliación positiva, ejecución de las pruebas de disponibilidad, etc.).

Lista de participantes a la ronda de comentarios

- ACOLGEN, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
- ANDEG, Asociación Nacional de Empresas Generadoras
- Celsia
- EMGESA
- Enel Codensa
- Gecelca S.A. E.S.P.

- ISAGEN
- TERMOVALLE
- Miguel Andrés Velasquez Motta
- XM