



**IIT**  
**INSTITUTO DE**  
**INVESTIGACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

# Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance

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

Octubre 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 segundo 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 analizar las experiencias internacionales sobre el diseño de los mercados cuya introducción se propone con este estudio, analizar la regulación colombiana y el diseño de mercado actual, identificar soluciones que permitan compatibilizar los nuevos elementos con la regulación actual y presentar unas recomendaciones preliminares para el sistema eléctrico colombiano.*

*Para colocar este entregable dentro del marco más amplio del proyecto, es importante mencionar los temas que han sido y serán 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 tercer entregable presentará una propuesta normativa para la modificación de los aspectos comerciales del mercado mayorista necesaria para introducir un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance.*
- El cuarto entregable presentará una propuesta normativa para la modificación de los aspectos técnicos de la operación del sistema y del mercado necesaria para introducir un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance.*
- El quinto y último entregable presentará un resumen de la propuesta regulatoria desarrollada en los entregables anteriores y definirá unas disposiciones transitorias que permitan migrar del esquema anterior al nuevo sin cambios abruptos en la regulación y en la operación del mercado.*

## Guía de lectura y conformidad con el contrato

*El desarrollo de este proyecto está guiado por el contrato no. 2018-041 (código BS-FT-005), el cual define el número y el argumento de los entregables y la estructura de cada uno de ellos. La estructura delineada para el segundo informe que se presenta en este documento identifica de manera clara todos los elementos teóricos a tratar en el entregable. Sin embargo, el desarrollo del análisis regulatorio ha seguido una secuencia lógica que ha ido fijando unas hipótesis sobre las cuales ha basado luego análisis y recomendaciones. Los consultores consideran indispensable presentar los resultados de esta fase del estudio siguiendo la estructura lógica con la cual han sido obtenidos. Sólo de esta manera un lector que no ha estado involucrado con el desarrollo del proyecto puede entender fácilmente los razonamientos y las propuestas que aquí se avanzan.*

*Sin embargo, existe la necesidad de demostrar que el entregable cumple con el contrato y que todos los elementos especificados por éste están tratados en el informe. Con este objetivo, esta guía de lectura identifica las correspondencias entre la estructura del segundo informe según el contrato y los contenidos de este documento.*

- a) “Resumen de las interacciones entre las instancias del mercado actual: despacho económico horario, redespachos, operación real y el despacho ideal”. Este ítem está tratado en la sección 2.1.*
- b) “Reglas generales de las transacciones en el nuevo mercado de corto plazo, el cual debe contemplar: un despacho vinculante, una serie de mercados intradiarios y un mecanismo de balance”. Este ítem está tratado en las secciones 3.1.1 y 3.1.2 y está resumido en la sección 4.*
- c) “Mecanismos de participación de la demanda en el nuevo mercado de corto plazo”. A este ítem está enteramente dedicada la sección 3.1.5.*
- d) “Cronograma con los tiempos para la entrega de información necesaria para el despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance, así como la publicación de los resultados, por parte del operador, es decir la programación de la operación y los precios”. Este ítem está tratado en la sección 3.1.6 y en la sección 4.*
- e) “Interacción operativa entre el despacho vinculante y el mercado intradiario, la programación de la operación y redespachos; y la operación real”. Este ítem está tratado en la sección 3.1.2.*
- f) “Definir un mecanismo de balance en donde se concilien todas las instancias del mercado, es decir, los resultados del despacho vinculante y los mercados intradiarios; la programación de la operación y la operación real”. Este ítem está tratado al final de la sección 3.1.1.*
- g) “Armonizar el tratamiento comercial y operativo de los servicios complementarios y su interacción con todos los mercados (i.e. despacho vinculante, mercados intradiarios y mecanismo de balance) de acuerdo con las indicaciones de la CREG al respecto”. Hasta la fecha de entrega de este informe, la coordinación con el proyecto paralelo sobre servicios complementarios no ha permitido desarrollar adecuadamente este ítem, que será tratado en los siguientes informes.*

*El entregable dos contiene también muchos elementos que enriquecen la estructura propuesta en el contrato. La mayor aportación adicional es la revisión de experiencias internacionales y la comparación de la regulación colombiana con estas prácticas. También se han tratado las interacciones del nuevo diseño de mercado con otros elementos de la regulación, como el mercado de contratos o el cargo por confiabilidad.*

*Este análisis ha sido esencial para elaborar unas recomendaciones preliminares que consideren todos los posibles impactos del nuevo diseño de mercado. A veces, se han adelantado de esta manera temas previstos por el contrato para los siguientes entregables (el tercero y el cuarto), en los que serán repetidos y ampliados.*



## Contenidos

<b>1. Revisión de experiencias internacionales .....</b>	<b>8</b>
1.1 <i>Mercado del día antes y despacho vinculante.....</i>	<i>9</i>
1.1.1 Mercados diarios en Estados Unidos y Europa.....	9
1.2 <i>Mercados o liquidaciones intradiarias.....</i>	<i>11</i>
1.2.1 Estados Unidos .....	11
1.2.2 Europa.....	12
1.2.3 Alemania: productos de menor duración .....	16
1.2.4 España: resolución de restricciones técnicas .....	17
1.3 <i>Observaciones finales.....</i>	<i>20</i>
<b>2. Revisión de la regulación colombiana.....</b>	<b>21</b>
2.1 <i>El modelo de precio uniforme colombiano.....</i>	<i>21</i>
2.2 <i>Comparación con las experiencias internacionales.....</i>	<i>24</i>
2.3 <i>Evolución reciente de algunos parámetros de interés.....</i>	<i>25</i>
<b>3. Análisis de impactos e interacciones.....</b>	<b>27</b>
3.1 <i>Mercado de corto plazo.....</i>	<i>27</i>
3.1.1 Consideración de la red.....	27
3.1.2 Casuística de las reconciliaciones en diferentes sesiones del mercado .....	30
3.1.3 Caracterización geográfica de los redespachos actuales .....	47
3.1.4 Participación de las plantas menores.....	47
3.1.5 Participación de la demanda .....	49
3.1.6 Número de subastas y <i>gate closure</i> .....	53
3.2 <i>Mercado de contratos .....</i>	<i>55</i>
3.3 <i>Cargo por confiabilidad.....</i>	<i>59</i>
3.4 <i>Mercado de gas .....</i>	<i>60</i>
<b>4. Recomendaciones preliminares .....</b>	<b>62</b>
<b>5. Referencias.....</b>	<b>65</b>
<b>Anexo 1 - Casuística avanzada sobre reconciliaciones negativas .....</b>	<b>68</b>

## 1. Revisión de experiencias internacionales

El desarrollo masivo de recursos de generación que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR) impone nuevos desafíos al diseño de los mercados eléctricos. Una característica fundamental de estos recursos es que una parte importante de la información relevante para su despacho (relativa a la disponibilidad de la fuente de energía) se genera muy cerca del tiempo real; si bien es posible predecir la producción de estas centrales con más de un día de antelación, es en el horizonte intradiario que está predicción se vuelve más fiable, como muestra la Figura 1<sup>1</sup>.

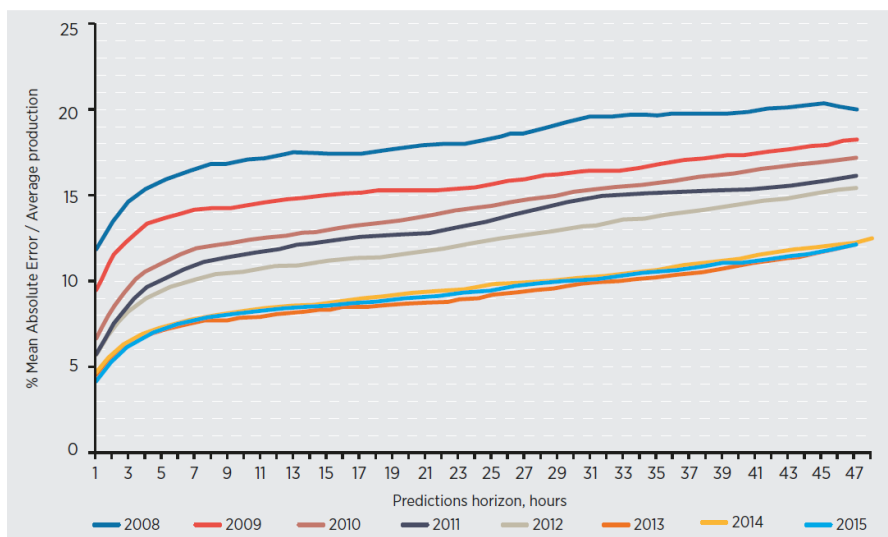


Figura 1. Error de predicción de plantas eólicas en España (IRENA, 2017, sobre datos de Red Eléctrica de España)

Como se ha ampliamente discutido en recientes estudios sobre el tema (MITEI, 2016; IEA, 2016; IRENA, 2017), esta característica de los recursos FNCR aumenta la necesidad de mecanismos de reprogramación en el horizonte intradiario, que permitan a los agentes modificar de forma eficiente los compromisos vinculantes adquiridos en el mercado diario considerando la evolución de sus costes de oportunidad; estos mecanismos deben asignar los costes de estos cambios en el despacho a aquellos agentes que los han provocado y los beneficios para el sistema a aquellos que los han resuelto. Estas liquidaciones intradiarias reducen, además, los desvíos que se registran en el tiempo real y, consecuentemente, la necesidad y el coste de los servicios complementarios.

<sup>1</sup> La Figura 1 muestra también la mejora que han registrado las técnicas de predicción en los últimos años, también debido a la integración en los mercados eléctricos, que ha incentivado a los agentes a desarrollar mejores previsiones. Sin embargo, en la gráfica se aprecia cómo la reducción del error de predicción al acercarse al tiempo real sigue el mismo patrón.



Esta primera sección presenta algunas experiencias internacionales sobre el diseño del mercado diario y del despacho vinculante y sobre los mercados o las liquidaciones intradiarias.

## **1.1 Mercado del día antes y despacho vinculante**

En la gran mayoría de mercados eléctricos hay un cierto consenso en considerar el horizonte de tiempo del día antes como el más adecuado para el establecimiento de los primeros compromisos físicos. Un día de margen permite programar con suficiente antelación a las unidades con mayor inercia en su producción (como, por ejemplo, centrales de carbón) y permite estimar con suficiente fiabilidad la demanda esperada. De esta forma, el esquema habitual con el que se establecen los compromisos físicos suele incluir algún tipo de subasta realizada el día antes (mercado diario o *day-ahead market*, en inglés) para la entrega de energía en cada uno de los periodos del día siguiente (normalmente horas).

Las mejores prácticas a nivel internacional ponen en evidencia, además, la importancia de que los compromisos físicos adquiridos el día antes sean también vinculantes desde el punto de vista económico. Este concepto se fundamenta en el criterio básico de que la optimización de la operación pasa necesariamente por la asignación de riesgos a aquellos actores que estén en mejor condición para gestionarlos. En particular, nadie está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación que el propio generador. De esta manera, en el mercado diario, los generadores se comprometen a producir una cantidad de energía a un precio determinado y, de no ser capaces de respetar este compromiso, deben cubrir el desvío, bien en alguna de las sesiones intradiarias o esperando que el operador del sistema (OS) lo resuelva mediante el mecanismo de balance previo al tiempo real. El punto clave es que los generadores que se desvían deben sufragar el eventual sobrecoste que este cambio de despacho ocasione.

La totalidad de los mercados eléctricos en Estados Unidos y en Europa cuentan con un despacho vinculante en el día anterior a la operación (aunque con diseños que pueden llegar a ser muy diferentes). En cambio, muchos sistemas eléctricos de América Latina no establecen compromisos económicos el día antes. Existe siempre un despacho en el horizonte diario que permite dar instrucciones de operación a los recursos, pero este despacho no produce compromisos vinculantes y los precios del mercado se suelen calcular *ex-post*, basándose en la operación real registrada en el sistema. Este diseño, que ha sido eficaz en sistemas eléctricos hidro-térmicos en los que no se producían muchos cambios en la disponibilidad de los recursos en el horizonte intradiario (y aunque éste fuese el caso, por la alta disponibilidad de recursos hidráulicos flexibles, no se derivaban en costes significativos para el sistema), puede resultar ineficiente con penetraciones de recursos FNCER elevadas.

En las subsecciones siguientes se presenta un análisis general de las características principales de los mercados diarios estadounidenses y europeos, centrada básicamente en las diferencias entre estos dos contextos.

### **1.1.1 Mercados diarios en Estados Unidos y Europa**

Los mercados diarios (y, en general, el diseño del mercado de corto plazo) en Estados Unidos y Europa siguen dos paradigmas muy diferentes. La primera disparidad es relativa a la

organización institucional. En Estados Unidos, el operador del sistema no tiene ningún rol en la propiedad de los activos de transmisión y, además del sistema, opera también el mercado de corto plazo (modelo ISO, *Independent System Operator*). En Europa, en cambio, el operador del sistema es normalmente propietario de la red de transporte, pero no opera el mercado de energía (modelo TSO, *Transmission System Operator*). Esta diferencia condiciona todo el diseño del mercado. La Figura 2 resume a grandes rasgos las principales características de los dos paradigmas.

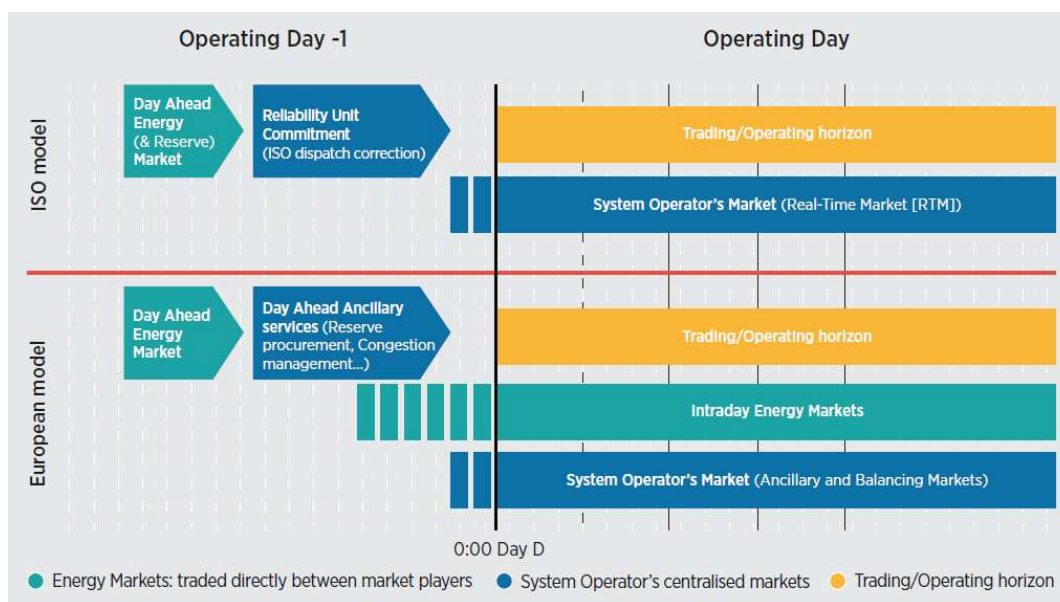


Figura 2. Diseño de los mercados de corto plazo en EE.UU. y en Europa (IRENA, 2017)

En Estados Unidos, la casación del mercado del día antes está basada en ofertas complejas por parte de los agentes (es decir, que incluyen datos sobre las características técnicas de los recursos) y considera muchas de las restricciones técnicas de la red de transmisión, calculando precios nodales. Sin embargo, es imposible incluir todas las características técnicas de la red en corriente alterna en el algoritmo de casación, por lo que es necesario reevaluar el despacho resultante a través del llamado *reliability unit commitment* (RUC). Otra característica de los mercados estadounidenses es la co-optimización de energía y reservas, que permite la adquisición conjunta de estos dos productos mediante el mismo algoritmo de optimización.

En Europa, el diseño de mercado pretende primar la simplicidad y la transparencia, aunque eso pueda suponer un detrimento de la eficiencia económica del despacho final resultante. Las ofertas casadas por los operadores de los mercados (*Power Exchanges*, entidades privadas independientes de los operadores de los sistemas) suelen ser simples (parejas precio-cantidad, aunque haya ido progresivamente aumentando la utilización de ofertas semi-complejas) y el mecanismo de casación no considera la red (congestiones y pérdidas). El precio que se calcula suele ser uniforme para todo el territorio nacional (con excepciones, como en el Nord Pool o en Italia). El despacho resultante de esta casación puede por tanto ser no factible, razón por la cual, en ocasiones, es necesario un redespacho posterior al cierre del mercado, en el cual algunos recursos son casados fuera de mérito para evitar la activación de restricciones. La mayoría de los servicios

complementarios son comprados por el operador del sistema después del cierre del mercado de energía, en lo que se suele definir una adquisición secuencial de energía y reservas.

Hay que subrayar que, tanto en Estados Unidos como en Europa, los compromisos vinculantes producidos por el mercado diario consideran siempre las restricciones de red. En Estados Unidos, este proceso es automático, porque la casación del mercado incluye las posibles restricciones, mientras que en Europa esto se obtiene a través de una comprobación de la factibilidad del despacho resultante de la casación por parte del OS.

Otra diferencia fundamental entre los mercados de corto plazo de Estados Unidos y de Europa se encuentra en el horizonte intradiario. En Europa, existen mercados intradiarios que permiten a los agentes actualizar progresivamente los compromisos vinculantes adquiridos en el mercado diario, mientras que, en Estados Unidos, todas las desviaciones con respecto a los compromisos vinculantes se liquidan al precio del mercado del tiempo real. Estos dos modelos se analizan en la siguiente subsección.

## **1.2 Mercados o liquidaciones intradiarias**

El mercado intradiario permite a los agentes ajustar su posición de salida del mercado diario antes del tiempo real, según la información que puedan ir actualizando. Esta operación reduce la diferencia entre los programas de mercado y la operación real del sistema y con ella los desvíos, reduciendo (en principio) también la necesidad de reservas. Siendo un mercado de ajustes de la posición casada en el mercado diario, el producto es el mismo que en este mercado, básicamente energía.

Hay que subrayar que, en los sistemas que no cuentan con mercados intradiarios, como en Estados Unidos, también hay ajustes progresivos entre el programa de despacho del día anterior y el despacho en el tiempo real. El operador del sistema recalcula el despacho con cierta frecuencia y cambia el programa a medida que la información disponible varía. No obstante, estos ajustes no generan liquidaciones económicas.

### **1.2.1 Estados Unidos**

La mayoría de los sistemas de Estados Unidos están basados en un sistema de doble liquidación (*two-settlement system*, en inglés), que considera el mercado diario y el mercado del tiempo real. Después del cierre del mercado diario, y de las comprobaciones llevadas a cabo en el proceso de cálculo del RUC, los agentes pueden cambiar sus ofertas económicas sólo si se verifican ciertas circunstancias definidas por el operador. Si se registran cambios significativos en la disponibilidad de los recursos despachados o en la demanda, el operador re-despacha el sistema; sin embargo, como previamente se apuntaba, estas instrucciones no dan lugar a señales económicas. Finalmente, en el muy corto plazo, el operador vuelve a calcular el despacho

económico, usando un algoritmo muy parecido al que utiliza para el mercado diario, y calcula un precio del tiempo real para cada intervalo de cinco minutos (Figura 3)<sup>2</sup>.

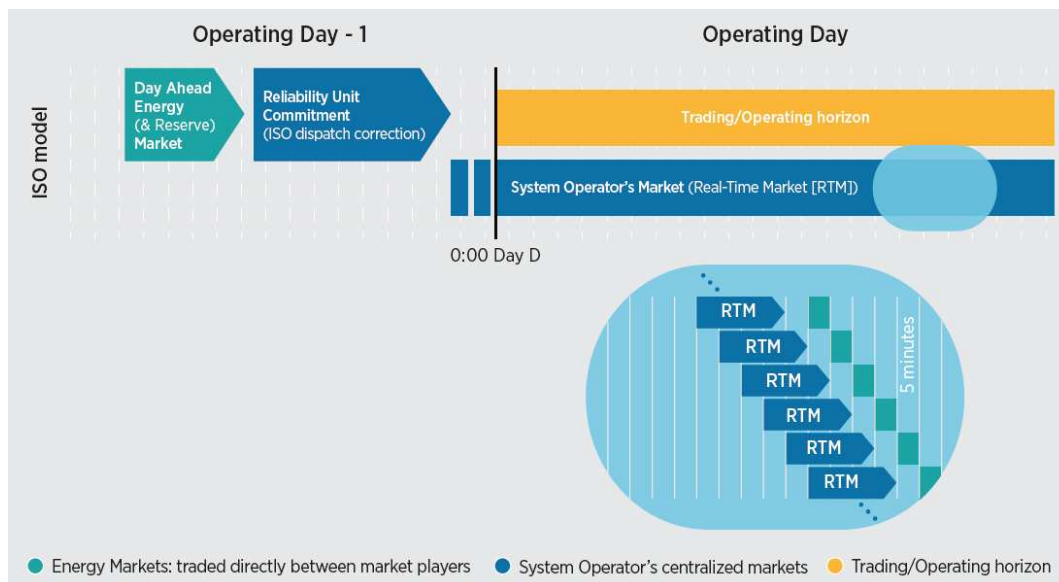


Figura 3. Intervalos de tiempo en los mercados del tiempo real en Estados Unidos (IRENA, 2017)

Cualquier diferencia entre el despacho del día anterior y el del tiempo real se liquida al precio de este último mercado, independientemente del momento en el que se conozca el desvío (su antelación respecto al tiempo real). Este esquema de funcionamiento no permite reflejar los diferentes costes que comporta corregir el despacho en momentos diferentes (MITEI, 2016; IRENA, 2017b). Un desvío que se comunicara con muchas horas de antelación y uno que se diera a conocer sólo media hora antes del tiempo real se penalizarían de la misma manera, con una evidente pérdida de eficiencia económica. Esto reduce los incentivos a mejorar las técnicas de predicción y a comunicar los desvíos cuanto antes, incrementando el coste de las reservas<sup>3</sup>.

### 1.2.2 Europa

En la Unión Europea, el modelo de diseño de mercado que los países miembros tienen que introducir en su sistema eléctrico (el llamado *target model*) prevé un mercado intradiario. En estos mercados, los agentes pueden modificar los compromisos adquiridos en el mercado diario; la participación al mercado intradiario no es obligatoria y se considera un mercado de ajuste de las

<sup>2</sup> CAISO cuenta con dos segmentos en el mercado del tiempo real, uno cada 15 minutos y uno cada cinco minutos. Sin embargo, por la escasa antelación con respecto al tiempo real, el llamado *15-minute market* no se puede considerar un mercado intradiario.

<sup>3</sup> Hay que considerar, sin embargo, que la mayoría de los operadores de los sistemas estadounidenses cuentan con sus propias previsiones de demanda y de producción de fuentes renovables, y los agentes no pueden actualizar sus previsiones en el diseño actual.

posiciones anteriores. Históricamente, como se ilustra gráficamente en la Figura 4, han existido dos esquemas diferentes para estos mercados: sesiones/subastas discretas y comercio continuo<sup>4</sup>.

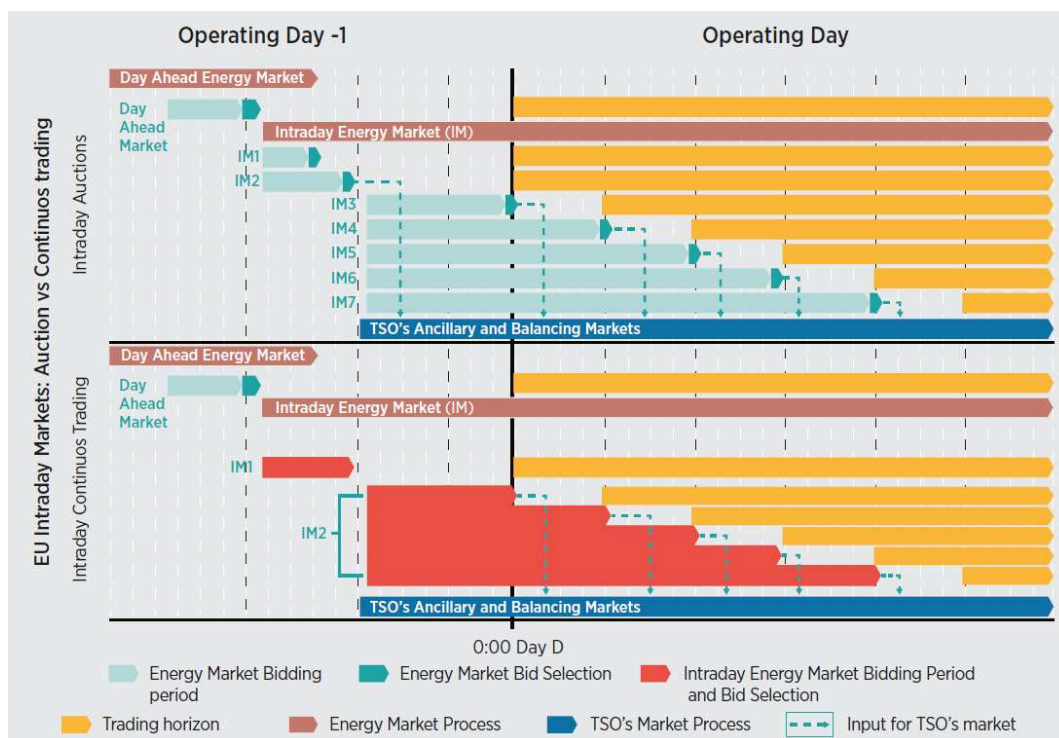


Figura 4. Esquemas de funcionamiento de los mercados intradiarios europeos; gráfica superior, subastas discretas; gráfica inferior, comercio continuo (IRENA, 2017)

La diferencia principal entre las dos alternativas reside en la manera en la que se agrupan las transacciones. Los mercados continuos permiten transacciones individuales en cualquier momento; los agentes pueden presentar ofertas para ajustar su posición de salida del mercado diario desde la casación de éste hasta el cierre comercial (*gate closure*, en inglés), que es el momento en que el operador del sistema toma el control del despacho y ya no se permiten más negociaciones. Las ofertas se casan por orden de llegada (*first come, first served*, en inglés): en cuanto existe una oferta de compra y una de venta compatibles, se realiza un intercambio.

En cambio, las sesiones intradiarias concentran los intercambios en momentos específicos. Estas subastas se casan de la misma manera que la subasta del mercado diario, normalmente al precio marginal. El número de sesiones intradiarias entre el mercado diario y el tiempo real es un elemento de diseño muy relevante que tiene que ser definido por el regulador.

El comercio continuo es más flexible para los agentes, porque permite ajustar la posición en cada momento, en cuanto se genera una nueva información relevante. No obstante, tiene muchas desventajas en comparación con las subastas en lo que concierne a la formación de precios. Las

<sup>4</sup> Cabe mencionar que algunos sistemas han optado por combinar estos dos esquemas, complementando el comercio continuo con subastas puntuales a lo largo del día

subastas aumentan la liquidez del mercado (elemento muy relevante en esos contextos caracterizados por un número reducido de grandes compañías) y el precio resultante proporciona una referencia mucho más fidedigna de la evolución del coste marginal de la energía en el horizonte intradiario.

Un razonamiento parecido se puede aplicar a la discusión sobre el número de subastas intradiarias. Una mayor frecuencia permite más flexibilidad a los agentes para ajustar su posición lo antes posible y, supuestamente, al menor coste posible, pero también implica una menor liquidez en cada subasta. Por lo tanto, es necesario identificar un término medio, que dependerá de las características del parque de generación y de la concentración del mercado.

Otro elemento de diseño que suele variar en los mercados intradiarios europeos es la discriminación temporal del producto. Según los mercados se acercan al tiempo real, los productos deberían aumentar su granularidad temporal, es decir, deberían permitir definir posiciones por intervalos de tiempo menores (MITEI, 2016). Los mercados intradiarios se encuentran en un horizonte de tiempo en el que los productos horarios pueden no ser la solución más eficiente. Productos de media hora o cuarto de hora, que se utilizan en algunos contextos, pueden mejorar el desempeño de algunos agentes, como los renovables, como se verá en la subsección 1.2.3.

Finalmente, la Figura 5 presenta la evolución de la liquidez de diferentes mercados intradiarios europeos. Si se excluyen el caso español<sup>5</sup> y portugués, se aprecia un aumento progresivo de los intercambios registrados en estos mercados.

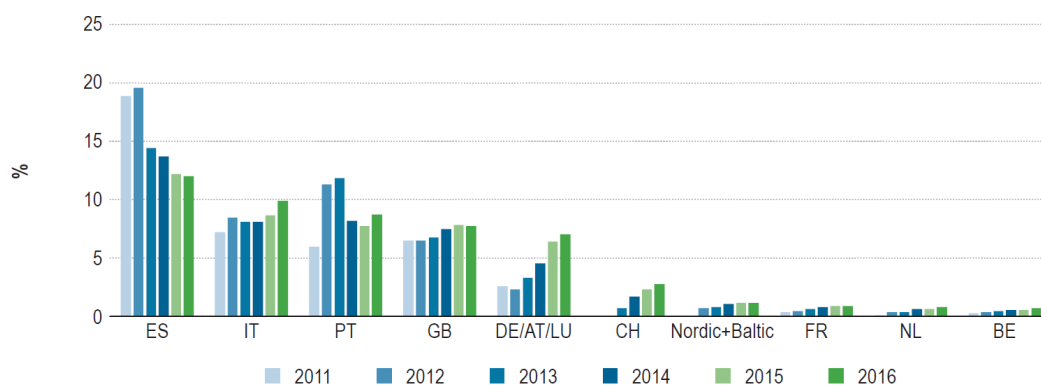


Figura 5. Liquidez del mercado intradiario como porcentaje de la demanda en algunos mercados europeos (ACER/CEER, 2017)

Otro dato que procede subrayar es que los mercados que presentan la liquidez mayor, es decir, el español, el portugués y el italiano, están basados en subastas discretas, confirmando el razonamiento teórico expuesto anteriormente, si bien es cierto que estos mercados suelen ser

<sup>5</sup> Una parte importante de la reducción de liquidez registrada en el mercado intradiario español es debida a una peculiaridad relativa al mecanismo de promoción del carbón nacional, que, al ser eliminado este incentivo, ha provocado una disminución de los intercambios intradiarios.



centralizados, es decir, los agentes que deseen cambiar su compromiso sólo lo pueden hacer a través de estas subastas. En cambio, en los mercados intradiarios de los países que cuentan con comercio continuo, también se suelen aceptar acuerdos bilaterales en el horizonte intradiario; estos acuerdos no son públicos y pueden entonces esconder parte de la liquidez de los mercados intradiarios en estos países.

### 1.2.2.1 *El proyecto XBID*

El proceso de integración regional de los mercados eléctricos europeos, que, en una primera fase, se ha reflejado en el acoplamiento de los mercados diarios mediante el proyecto PCR (*Price Coupling of Regions*) y el algoritmo EUPHEMIA, se centra ahora en los mercados intradiarios, en el contexto del proyecto XBID. El mercado intradiario pan-europeo, que verá la luz entre 2018 y 2019, está basado en el comercio continuo, que es el esquema escogido por el *target model*. Los sistemas eléctricos que cuentan con sesiones intradiarias deberán complementarlas con un mecanismo de comercio continuo. De momento, Italia, España y Portugal han optado por el esquema híbrido ilustrado en la Figura 6.

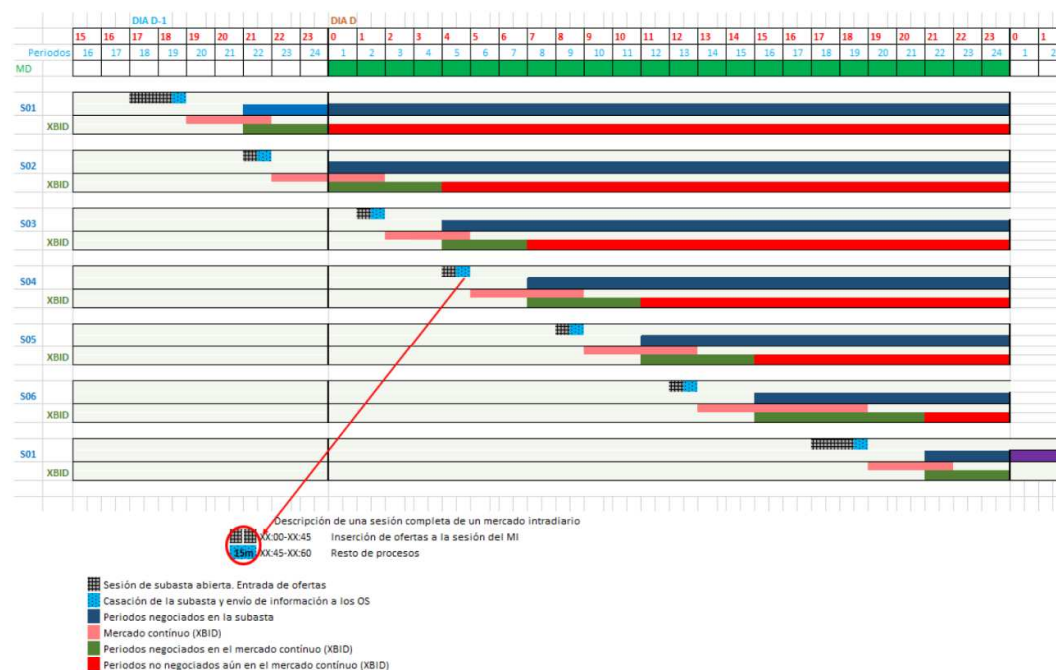


Figura 6. Coordinación entre las subastas intradiarias y el comercio continuo en el mercado ibérico (OMIE, 2017)

Las transacciones que se lleven a cabo en el mercado continuo sólo abarcan las horas que ya no se pueden comerciar en ninguna subasta intradiaria, manteniendo el mismo *gate closure* de dos horas. Sin embargo, esta solución es transitoria y, en el futuro, los dos esquemas podrían presentar un solape completo o, alternativamente, podrían desaparecer las subastas discretas.

### 1.2.3 Alemania: productos de menor duración

Alemania tuvo históricamente un mercado intradiario con productos horarios (igual que el mercado diario) y comercio continuo. En 2011, para reflejar mejor el valor de los recursos flexibles y permitir ajustar con mayor precisión sus programas, se introdujo un nuevo producto intradiario con duración de 15 minutos. La ventaja del producto de 15 minutos es que coincide con el intervalo de liquidación de los desvíos, permitiendo entonces reducir el margen de error entre posición de mercado y despacho real. Los beneficios en términos de seguimiento de la inyección real son muy evidente para la tecnología fotovoltaica, como muestra gráficamente la Figura 7.

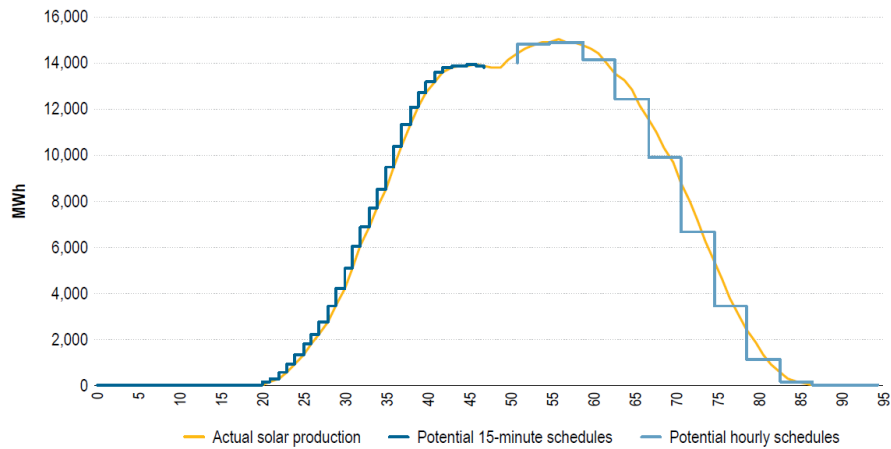


Figura 7. Comparación entre cubrir la producción fotovoltaica alemana con productos de 15 minutos; a la izquierda, y horarios, a la derecha (ACER/CEER, 2015)

En 2014, para aumentar la liquidez del producto de 15 minutos, se complementó el comercio continuo con una subasta intradiaria. Estas modificaciones, junto con la elevada penetración renovable (y otros factores), han llevado a un crecimiento significativo del volumen de negociación en el mercado intradiario alemán. Además, el volumen negociado del producto de 15 minutos ha empezado a mostrar en los últimos años una evidente correlación con la generación fotovoltaica, siguiendo también la estacionalidad de esta tecnología (Figura 8).



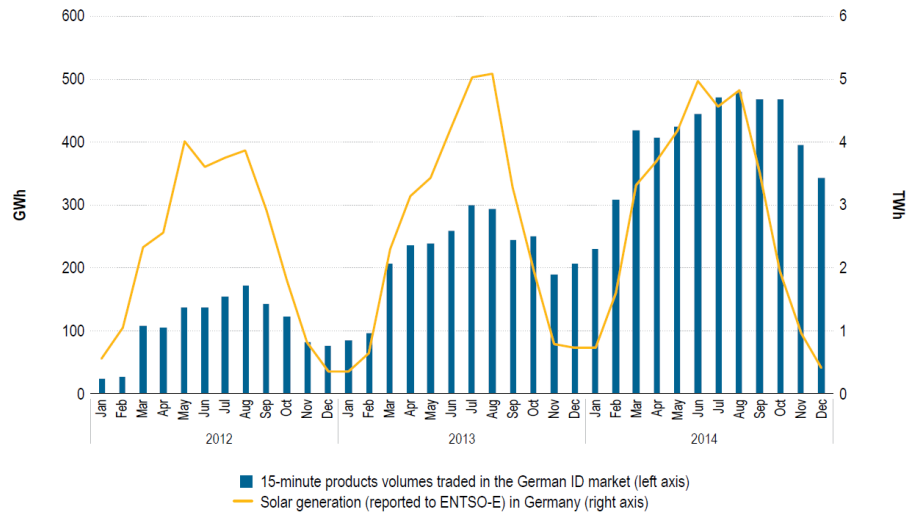


Figura 8. Liquidez del producto intradiario de 15 minutos en Alemania y correlación con la generación fotovoltaica (ACER/CEER, 2015)

#### 1.2.4 España: resolución de restricciones técnicas

El sistema y el mercado eléctricos españoles representan una experiencia internacional de particular interés para los objetivos de este proyecto. España posee un mercado diario con despacho vinculante y un mercado intradiario basado en subastas discretas (que serán complementadas con comercio continuo cuando el mercado ibérico entre en el proyecto XBID); este diseño de mercado coincide con el diseño definido por las propuestas regulatorias para Colombia (CREG, 2016; XM, 2014). Además, España posee la misma separación entre la capa comercial y la capa operativa que, como se verá en las siguientes secciones de este entregable, distingue el diseño del mercado colombiano<sup>6</sup>.

En España, la operación del mercado y la operación del sistema están asignadas a entidades distintas, respectivamente OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) y REE (Red Eléctrica de España). Para alcanzar al mismo tiempo una casación del mercado eficiente desde el punto de vista económico y una operación del sistema confiable desde el punto de vista técnico, es esencial que estas dos entidades intercambien información de forma eficaz durante la fase de programación.

Aunque exista un gran número de operaciones previas, se puede decir, simplificando, que el primer paso es la casación del mercado diario por parte de OMIE, que comunica el programa diario base de casación (PDBC) a REE. El operador del sistema recoge el PDBC, incluye la

<sup>6</sup> Sin embargo, hay que resaltar desde el principio que los dos diseños también presentan numerosas diferencias. En España, existen dos entidades diferentes para la operación del mercado y del sistema, mientras que, en Colombia, estas dos actividades son llevadas a cabo por la misma entidad (XM, aunque exista una separación formal). En España, el operador del sistema corrige el despacho resultante de la casación para que sea factible, mientras que, en Colombia, la capa comercial y la capa operativa están totalmente desacopladas y se reconcilian sólo después de la operación.

información recibida de los agentes sobre los programas vinculados a la ejecución de los contratos bilaterales y publica el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Como la casación del mercado español no considera la red, el PDBF puede no ser factible desde el punto de vista técnico, por la activación de unas restricciones técnicas. Por esta razón, REE pide a los agentes unas ofertas para la resolución de las restricciones, con las cuales, si necesario, lleva a cabo un redespacho para llegar a una solución factible. El resultado de este ejercicio es el programa diario viable provisional (PVDP).

El PVDP puede considerar reducciones e incrementos de la energía programada en el PDBF. En el caso de una reducción, esta operación anula automáticamente el programa correspondiente; esto significa que no hay ningún tipo de compensación para los recursos que sufren la reducción del programa. En el caso de un incremento, éste se remunera según las ofertas para la resolución de restricciones. Además, los redespachos incorporados al PVDP se consideran firmes y los programas resultantes se mantienen incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que habían dado lugar a la restricción técnica.

Los redespachos se traducen también en el establecimiento de unas limitaciones por seguridad que tienen el objetivo de evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos de mercado posteriores (mercado intradiario y gestión de desvíos, entre otros). Estas limitaciones se le comunican a OMIE, quien tendrá que tenerlas en cuenta en la casación de las sesiones del mercado intradiario. Las limitaciones pueden ser eliminadas sólo por el operador del sistema y sólo en aquellos casos en los que haya una modificación del sistema generación-transporte que provoque la desaparición de la restricción técnica correspondiente.

Una vez recibida la información sobre las limitaciones, OMIE casa las sesiones del mercado intradiario y comunica los resultados a REE. El OS comprueba que se han respetado las limitaciones impuestas previamente, analiza la posible aparición de nuevas restricciones y, si necesario, procede a su eliminación. Sin embargo, este ajuste se ejecuta con la simple eliminación de las ofertas casadas en el mercado intradiario que habían provocado la nueva restricción. Esta operación produce el programa horario final (PHF). En el muy corto plazo (15 minutos antes del tiempo real), el OS produce el programa horario operativo (P48) que puede ser objeto de ulteriores ajustes. El proceso descrito en los párrafos anteriores ha sido esquematizado gráficamente en la Figura 9.

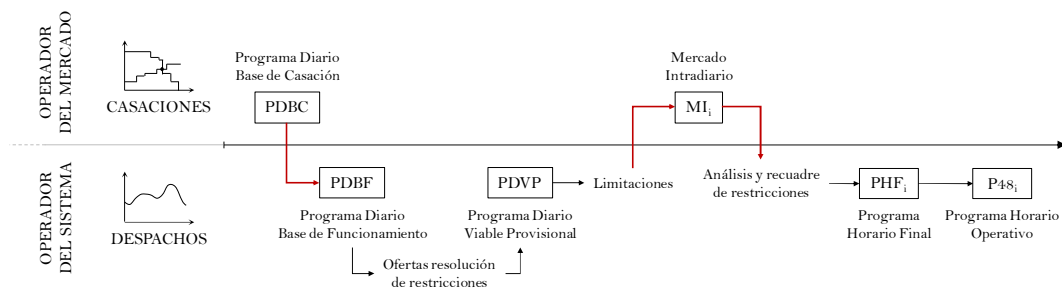


Figura 9. Esquemización de la coordinación entre los operadores del mercado y del sistema en las diferentes sesiones del mercado eléctrico español (elaboración propia basada en BOE, 2015)

Todo el procedimiento está regulado estrictamente y los intercambios de información entre los dos operadores, OMIE y REE, tiene que respetar unos horarios establecidos que se detallan en la Tabla i a continuación y se representan gráficamente en la Figura 10. En esta última, se ven siete sesiones intradiarias porque, por razones de solape temporal, la primera sesión intradiaria del día  $d+1$  permite transacciones también para las últimas tres horas del día  $d$ .

Tabla i. Horarios establecidos para los intercambios de información entre los operadores del mercado y del sistema en España (BOE, 2015)

<i>Mercado diario</i>						
Publicación PDBC	< 13:00					
Publicación PDBF	< 14:00 (o < PDBC + 60 minutos)					
Ofertas res. restricciones	PDBF + 30 minutos					
Publicación PDVP	< 16:00 (o < PDBF + 120 minutos)					
<i>Mercado intradiario</i>	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas

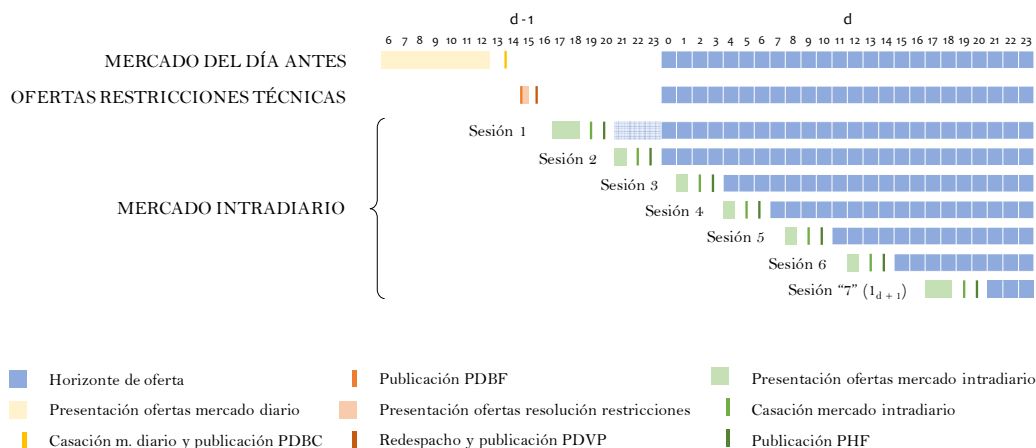


Figura 10. Horarios de oferta, casación y cierre de mercados en España

Otro elemento interesante del diseño del mercado español es el tratamiento de las indisponibilidades. Los recursos con un programa de energía firme que sufran una indisponibilidad que les impide respetar ese programa tendrán que cubrir su posición o en el mercado intradiario o a través del mecanismo de gestión de desvíos. Esta regla aplica tanto a los recursos casados en el mercado diario como a los recursos cuyo programa derive de la resolución de restricciones técnicas. Estos últimos agentes pueden estar exentos de esta obligación sólo

comunican su indisponibilidad con una antelación suficiente para que su oferta no sea incluida en el PDVP.

### 1.3 Observaciones finales

La revisión de experiencias internacionales presentada en esta sección permite extraer algunas observaciones de interés para las recomendaciones preliminares para el contexto colombiano que se detallarán en la sección 4. En lo que concierne al mercado diario, se ha visto como, tanto en Europa como en Estados Unidos, el primer mercado que produce compromisos vinculantes es el mercado del día antes. Aunque en Europa prevalezcan los mercados de precio uniforme, que casan las ofertas sin considerar la red, en ambos contextos los compromisos vinculantes tienen en cuenta las restricciones de red.

En el horizonte intradiario, se ha visto como los llamados *two-settlement markets* de Estados Unidos no son una buena referencia de mercado intradiario, porque todos los desvíos que se producen en este horizonte se valoran al precio del mercado del tiempo real, independientemente del momento del día en el que se han producido, lo que implica que los agentes no tengan incentivos a estimar y revelar sus programas futuros de la mejor y más rápida manera posible. En Europa, en cambio, existen mercados intradiarios que permiten modificar los compromisos vinculantes adquiridos en el mercado diario, o a través de un comercio continuo o en subastas discretas. Se han analizado estas dos alternativas, mostrando como los mercados con subastas suelen presentar mayor liquidez, aunque pueda haber otros elementos que expliquen esta tendencia. También se han discutido las posibles ventajas de los productos intradiarios de corta duración y la relación de este elemento con el intervalo de liquidación del mercado de balance.

Finalmente se ha analizado en detalle el funcionamiento del mercado español, cuyo diseño puede tener especial interés para los objetivos de este proyecto. El sistema ibérico se estructura alrededor de un mercado diario con despacho vinculante, un mercado intradiario basado en subastas y un mercado de balance. Como en Colombia (como se verá en la sección 2), también en España existe una separación entre la capa comercial y la capa operativa del sistema eléctrico, que obliga reconciliar la casación del mercado con la realidad física de la red. Por estas razones, esta experiencia puede ser valiosa en el momento de producir recomendaciones para el mercado colombiano.

## 2. Revisión de la regulación colombiana

El modelo de mercado introducido en Colombia durante la liberalización del sector eléctrico se inspiró originalmente en el *pool* del Reino Unido. Como ocurría en el mercado británico, y como ocurre en muchos mercados eléctricos europeos, también en Colombia se dio más importancia a la simplicidad y a la transparencia del mecanismo de casación que a la eficiencia de sus formatos de oferta y señales de precio y se optó por introducir un mercado con un precio uniforme uninodal para todo el sistema. Esta sección se centra en la revisión del esquema de cálculo de precio utilizado en Colombia y en su comparación con las prácticas internacionales.

### 2.1 El modelo de precio uniforme 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 con 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 impuestos por el OS. Este despacho minimiza los costes de operación, basándose en i) las ofertas diarias enviadas por los recursos de generación<sup>7</sup> así como en los costes fijos de operación (arranques y paradas), ii) en las previsiones sobre la disponibilidad de las centrales y iii) en las previsiones sobre la demanda (incrementada para incluir las pérdidas del sistema nacional de transmisión); 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 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 redespachos que

---

<sup>7</sup> Las mismas ofertas se utilizan para seleccionar los recursos que proporcionarán los servicios complementarios que el sistema necesite.

considere necesarios. Las causas de redespacho, según la Resolución CREG025-1995 (modificada luego por la Resolución CREG122-1998), son, entre otras:

- indisponibilidad total de alguna de las unidades de generación despachadas;
- cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas;
- cambios en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.

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 11); es decir, un generador casado en el despacho económico programado y cuya planta sufre una indisponibilidad en el horizonte de operación, no recibirá ninguna remuneración, ni tendrá que pagar ninguna penalización por su indisponibilidad y por los costes que ésta genera. Existe un mecanismo que desincentiva las desviaciones del programa de generación; sin embargo, se consideran desviaciones sólo los cambios de programa mayores del 5% y que se comunican con menos de una hora y media de antelación con respecto al tiempo real.

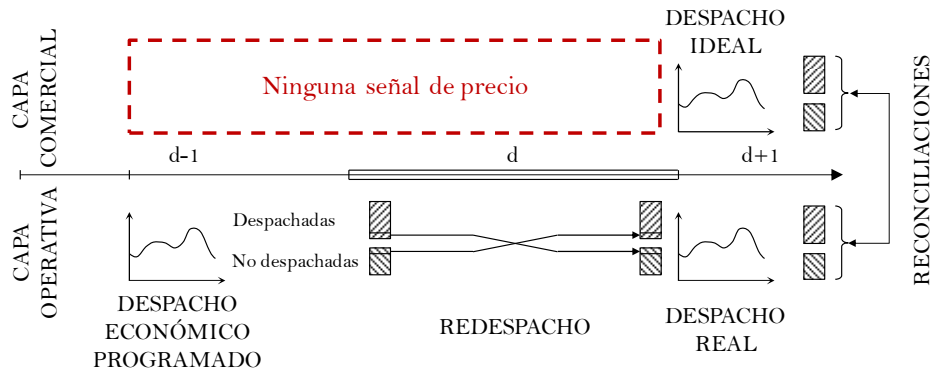


Figura 11. Esquematización del diseño de mercado colombiano

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 parada<sup>8</sup>. 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 11). 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 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 12.

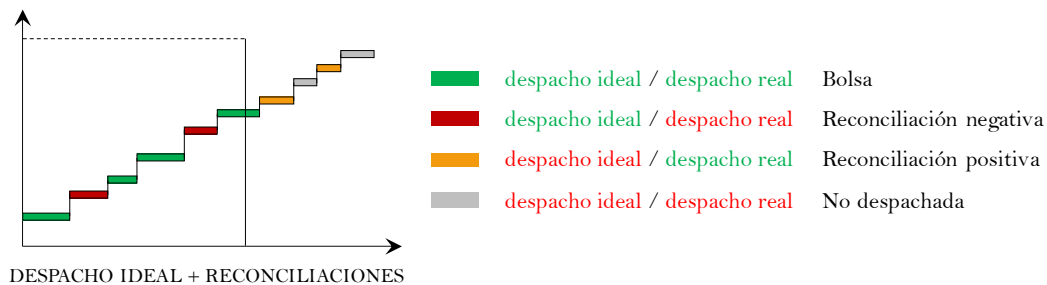


Figura 12. Combinaciones en el proceso de reconciliación

Como se describe a continuación, los precios de las reconciliaciones varían en función de si la reconciliación es positiva o negativa y en función del tipo de planta (dependiendo de si es térmica o hidroeléctrica). La metodología para calcular los precios de las reconciliaciones ha estado sujeta a muchos cambios desde la liberalización. La metodología para el cálculo del precio de las reconciliaciones positivas se basa en la Resolución CREG034-2001, aunque hubo ajustes en las Resoluciones CREG084-2005 y CREG051-2009.

- 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)

<sup>8</sup> El delta se obtiene sumando, para cada generador térmico, la parte de los costes de arranque y parada 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).

un precio de referencia calculado por el operador considerando los costes eficientes de combustible y mantenimiento.

- Para las plantas hidráulicas, la metodología actual se fijó en la Resolución CREG036-2010. El precio de las reconciliaciones positivas para estos recursos 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 ha sufrido más modificaciones a lo largo de los años. La Resolución CREG063-2000 lo definía como el precio de oferta de cada agente. Hay que subrayar que el agente con reconciliación negativa recibe una remuneración igual a su generación ideal multiplicada por el precio de bolsa y que tiene que pagar una reconciliación igual a la diferencia entre su generación ideal y su generación real, multiplicada por el precio de la reconciliación negativa. Si éste es menor que el precio de bolsa (los precios ofertados por los agentes casados en el despacho ideal serán evidentemente menores o iguales al precio de bolsa), el agente recibe una remuneración por una energía que en realidad no ha entregado, correspondiente a un lucro cesante. La Resolución CREG034-2001 redujo esta remuneración al fijar el precio de la reconciliación negativa igual al promedio del precio de bolsa y el precio de oferta de cada agente. Finalmente, la Resolución CREG121-2010 eliminó totalmente dicha remuneración, fijando este precio igual al máximo precio ofertado en cada hora (es decir, el precio de bolsa menos el delta para la recuperación de los costes de arranque y parada).

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<sup>9</sup> y que se aplica a toda la demanda.

## 2.2 Comparación con las experiencias internacionales

El diseño actual del mercado colombiano se caracteriza por la falta de compromisos vinculantes como consecuencia del 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-004B y 011521-1 XM. 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

---

<sup>9</sup> Este cargo incluye también otros elementos de coste, relacionados principalmente (aunque no exclusivamente) con el servicio de AGC. El monto económico recaudado a través de las reconciliaciones negativas se usa para cubrir parte de las reconciliaciones positivas a pagar a los generadores despachados fuera de mérito y parte del coste del servicio de AGC, según la proporción entre estos dos últimos elementos de coste. Entonces, el coste de las restricciones no se obtiene como simple diferencia entre reconciliaciones positivas y negativas, sino que está afectado también por el coste del servicio de AGC.



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, generaría ineficiencias en el futuro contexto de elevada penetración de recursos renovables intermitentes, por las razones expuestas en la sección 1 de este entregable. En consecuencia, muchos 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, que deriva de la ya mencionada separación entre la capa operativa y la capa comercial. En Europa, existe esta misma separación; sin embargo, el proceso que permite la coordinación entre las dos capas ocurre a lo largo del día anterior a la operación. Como se vio en la subsección 1.2.4 para el caso de España, la casación del mercado sin red tiene lugar el día antes; posteriormente, es comunicada al operador del sistema, quien se encarga de averiguar su factibilidad y de resolver las posibles congestiones o restricciones que dicha casación provocaría en la red de transporte. Los compromisos vinculantes surgen, de hecho, de este ejercicio y no de la mera casación.

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 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.

## **2.3 Evolución reciente de algunos parámetros de interés**

En los documentos CREG-004B y 011521-1 XM, se evidenciaba la importancia de introducir un mercado diario vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance a través del análisis de algunos aspectos de actual funcionamiento del sector eléctrico colombiano. En particular, el documento 011521-1 XM presentaba unas gráficas sobre la evolución de algunos parámetros significativos y el posible impacto que el nuevo diseño de mercado tendría en estos parámetros. Los elementos que se analizaban eran i) el volumen de los redespachos en el horizonte intradiario, que, actualmente, no tienen consecuencia económica para los agentes, ii) el volumen de vertimiento de las plantas hidráulicas debido a la imposibilidad de cambiar la disponibilidad declarada de estos recursos en el horizonte intradiario, y iii) las desviaciones de las plantas menores con respecto a su disponibilidad declarada.

Los consultores, gracias a los datos proporcionados por XM, han intentado reproducir estas gráficas para los últimos tres años, para evidenciar la validez de esos argumentos también en la actualidad y subrayar la necesidad de un nuevo diseño de mercado. La Figura 13, la Figura 14 y la Figura 15 presentan la evolución de estos parámetros entre 2015 y 2018. La diferencia más significativa con respecto a las gráficas del documento 011521-1 XM es la presencia del fenómeno del Niño hasta mayo de 2016, que, por ejemplo, reduce el volumen de vertimientos, los cuales no se producen en una época de escasez.

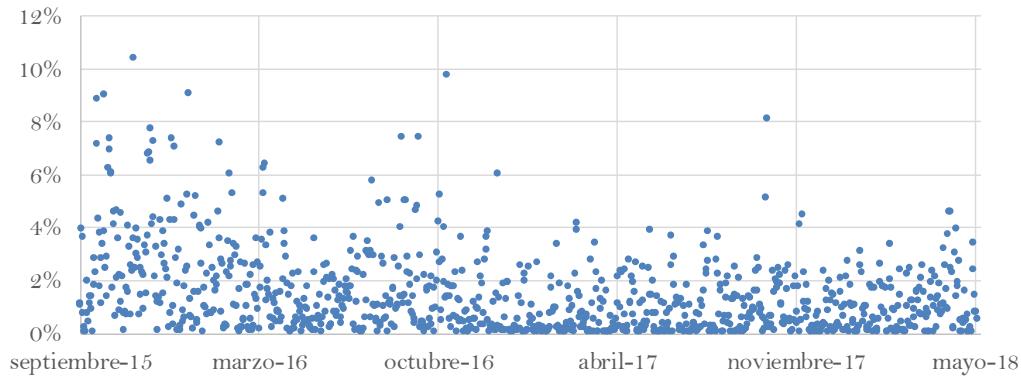


Figura 13. Energía re-despachada como porcentaje de la generación total; datos de XM

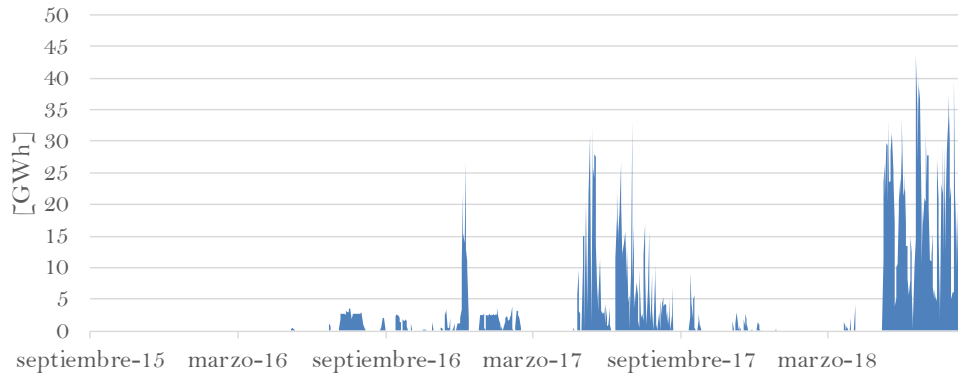


Figura 14. Volúmenes diarios de vertimientos aprovechables; datos de XM

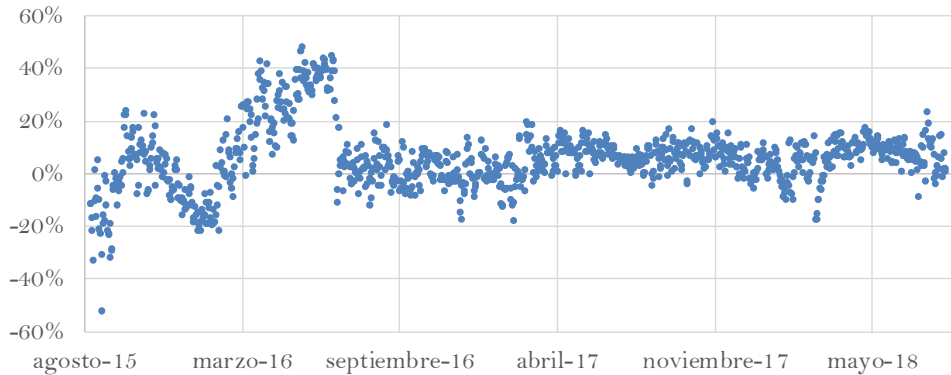


Figura 15. Desviaciones de plantas menores entre la generación programada y la generación real; datos de XM

### 3. Análisis de impactos e interacciones

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. Esta sección analiza los posibles impactos que estas reformas pueden tener en los diferentes segmentos de mercado y cuáles cambios son necesarios para realizarlas. Aunque se den algunas indicaciones puntuales, el objetivo de esta sección no es avanzar recomendaciones, que se presentarán en la última sección.

#### 3.1 Mercado de corto plazo

El mercado de corto plazo es claramente el segmento más afectado por el nuevo diseño de mercado que se discute en este proyecto. En este horizonte temporal, se prevé introducir un mercado diario, que fije, en el día anterior a la operación, unos compromisos vinculantes para los agentes; un mercado intradiario para ajustar estas posiciones comerciales como consecuencia de cambios en la disponibilidad y/o en la oferta económica de los agentes; y un mercado de balance que permita asignar de manera eficiente el coste de los servicios complementarios entre aquellos agentes que presenten un desvío con respecto a su posición comercial.

##### 3.1.1 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. Como se vio en la sección 2, en la actualidad, en el día anterior a la operación, sólo existe el despacho económico programado que permite dar instrucciones a los agentes, mientras que después de la operación se definen el despacho real en la capa operativa y el despacho ideal en la capa comercial, procediendo a las reconciliaciones. 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<sup>10</sup>.
- 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.

---

<sup>10</sup> Sin embargo, como se verá en la sección 3.1.2, los compromisos vinculantes en la capa comercial tendrán que tener en cuenta las restricciones de red identificadas en la capa operativa.

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, en este entregable (y en el resto del proyecto), sólo se considera la primera alternativa, que adelanta el despacho ideal al día antes y que mantiene la separación entre la capa operativa y la capa comercial<sup>11</sup>.

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 analizado en la sección 1, tanto en Estados Unidos como en Europa, los compromisos vinculantes producidos por el mercado diario consideran siempre las restricciones de red. También en Europa, donde existe la misma separación entre capa comercial y operativa que se observa en Colombia, la casación del mercado es analizada por el operador del sistema y los compromisos vinculantes son el resultado de este ejercicio que permite incluir los efectos de la 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. La secuencia de mercado que se quiere introducir en Colombia podría ser esquematizada gráficamente como se ilustra en la Figura 16<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> Esta decisión acerca, además, la propuesta de diseño de mercado a los mercados europeos, que, como se vio en la sección 1, son también la mayor referencia en lo que concierne a los mercados intradiarios.

<sup>12</sup> La Figura 16 presenta dos sesiones del mercado intradiario por simples razones gráficas y no implica ninguna propuesta en este sentido; la sección 3.1.6 presenta un análisis detallado sobre este tema. La Figura 16 utiliza la combinación de colores ya presentada en la Figura 12 (verde, generación casada en mérito; rojo, generación en reconciliación negativa; naranja, generación fuera de mérito; gris, generación no despachada). Estos colores se utilizarán a lo largo de la casuística que se presenta en la sección 3.1.2; se recomienda al lector que se familiarice con esta combinación de colores antes de seguir con la lectura de esa sección.

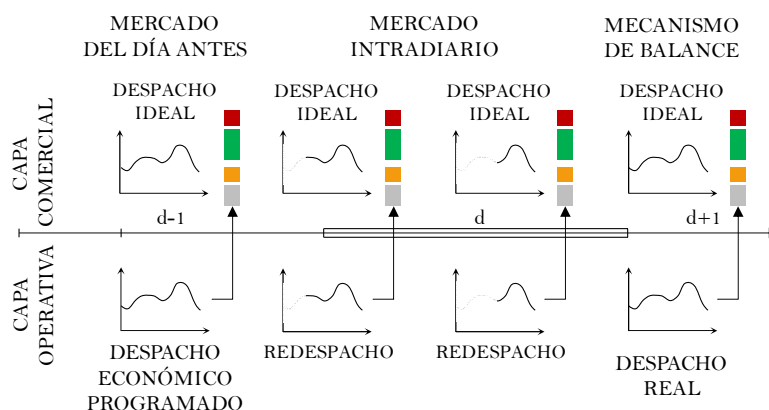


Figura 16. Esquematación del diseño de referencia para el nuevo mercado colombiano

El mercado del día antes se establecería, entonces, a través de un despacho ideal que tenga lugar al mismo tiempo que el despacho económico programado. Esta casación estaría sujeta a reconciliaciones, que permitirían identificar qué recursos han sido casados en mérito y cuáles fuera de mérito y establecer los compromisos vinculantes consecuentes. Hay que subrayar que los compromisos vinculantes tendrán que tener en cuenta las restricciones de red identificadas en el despacho económico programado (ver sección 3.1.2).

Las sesiones del mercado intradiario, independientemente de su número, se llevarían a cabo de una forma parecida, volviendo a casar todo el mercado en un nuevo despacho ideal<sup>13</sup>, permitiendo a los recursos cambios de ofertas que reflejen la nueva información que se puede producir en el horizonte intradiario. También en este caso, cada sesión debería ser seguida por la respectiva reconciliación, para definir el tipo de casación y los cambios con respecto a la sesión anterior.

Finalmente, después del cierre de la última sesión del mercado intradiario, se fijarían las posiciones comerciales. Cualquier cambio en el despacho a partir de este momento sería cubierto por el operador del sistema a través de los servicios complementarios. Después de la operación, se podría correr un último despacho ideal, con la respectiva reconciliación; este despacho ideal se correría con la misma disponibilidad comercial de la última sesión del mercado intradiario (dado que, después del cierre del mercado, esta información ya no se puede actualizar). Esta última pareja casación-despacho permitiría identificar los desvíos de cada agente con respecto a su posición comercial y ejecutar un mecanismo de balance. Parte de los recursos en reconciliación positiva representarían, en este contexto, reservas cuya activación ha sido necesaria. Parte de los recursos en reconciliación negativa representarían, en cambio, recursos que no han podido cumplir con su compromiso comercial. La liquidación de esos desvíos, tanto los requeridos por el operador como los espontáneos, seguirá las directrices que se definan en el proyecto relativo

<sup>13</sup> Este diseño, que difiere sustancialmente de los mercados intradiarios europeos, que representan mercados de ajuste, recalca el funcionamiento del mercado intradiario propuesto en el documento CREG (2016). Del mismo documento también se ha adoptado la introducción de subastas discretas, en vez que un mercado intradiario basado en comercio continuo.

al mercado de servicios complementarios, que se está desarrollando paralelamente a este proyecto.

### 3.1.2 Casuística de las reconciliaciones en diferentes sesiones del mercado

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 que se está proponiendo, 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 12, la Figura 17 muestra todas las posibles combinaciones de cambios de estado de una oferta de venta de una sesión a la subsiguiente<sup>14</sup>.

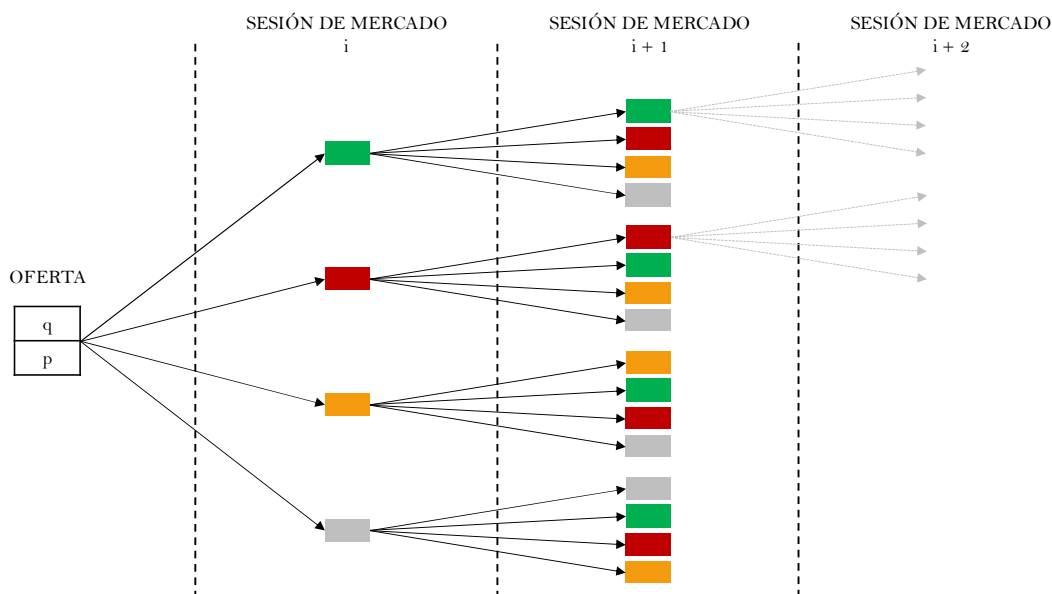


Figura 17. Cambios de estado posibles entre diferentes sesiones de mercado

Diferentes combinaciones de estados pueden dar lugar a liquidaciones diferentes. Es entonces preciso analizar caso por caso cuál podría ser la liquidación correspondiente. Los cambios de estado se pueden presentar también a través de la matriz ilustrada en la Tabla ii. El objetivo de la casuística que se presenta en esta subsección consiste en rellenar esta tabla con las liquidaciones correspondientes.

<sup>14</sup> 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.

Tabla ii. Matriz de cambios de estado entre diferentes sesiones de mercado

		Sesión i+1			
q					
p					
Sesión i					

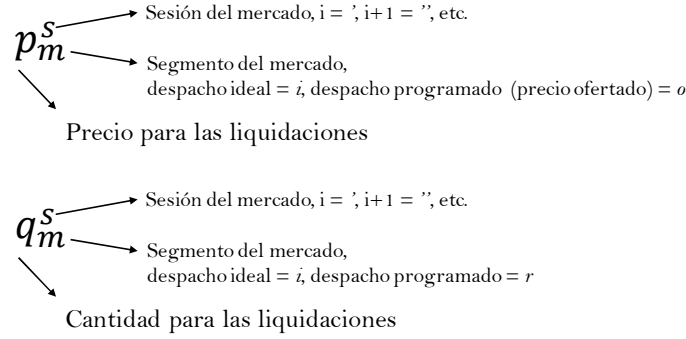
### 3.1.2.1 Casuística básica

De la matriz ilustrada en la Tabla ii, se pueden aislar unos cambios de estado que tienen una solución evidente. Estos cambios de estado, mostrados en la Tabla iii, definen una casuística básica que se va a analizar en esta subsección, antes de adentrarse en las combinaciones que presentan mayor complejidad, para que el lector se familiarice con las gráficas y las fórmulas.

Tabla iii. Matriz de cambios de estado básicos

		Sesión i+1	
q			
p			
Sesión i			

Antes de presentar los cuatro casos identificados en la Tabla iii, se presentan, en la Figura 18, los símbolos utilizados en las fórmulas de las liquidaciones y una fórmula que representa la liquidación estándar, es decir, la liquidación a aplicar en los cambios de estado que no presentan complejidades. El superíndice representa la sesión de mercado a la que el parámetro se refiere, mientras que el subíndice es relativo al segmento del mercado.



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

Figura 18. Símbolos y definiciones utilizados en la casuística

La liquidación estándar se obtiene multiplicando, para cada sesión, la cantidad casada en el despacho programado con red para dicha sesión por el precio del mercado ideal. Claramente, los precios ideales de las sesiones posteriores a la primera se aplicarán sólo a la diferencia entre la cantidad casada en el despacho programado para la sesión actual menos la cantidad casada en la sesión anterior. En las secciones siguientes, también se usará el concepto de liquidación estándar cuando haya generación en reconciliación positiva en una de las dos sesiones; en ese caso, el precio usado para la liquidación de esa sesión sería el precio de la reconciliación positiva y no el precio de bolsa.

La Figura 19 presenta los cambios de estado que pueden ocurrir si el generador es casado en mérito en la primera sesión del mercado. En los cuadros de arriba, el generador analizado es casado en mérito tanto en la primera como en la segunda sesión del mercado; aunque el precio cambie de una sesión a otra, el generador sigue manteniendo su compromiso vinculante al precio de la primera sesión, tanto si el precio en la segunda sesión baja, como en el cuadro i), como si sube, como en el cuadro ii), porque las cantidades casadas en la primera y en la segunda sesión son iguales. En los cuadros de abajo, el mismo generador, casado en mérito en la primera sesión, resulta no despachado en la segunda, en ambos casos por una indisponibilidad. En esta situación, el generador no es capaz de respetar el compromiso vinculante adquirido en la primera sesión y tendrá que “comprar” energía en la segunda sesión. En esta situación, el generador puede tener una pérdida, como en el cuadro iii), o una ganancia, como en el cuadro iv), dependiendo de las condiciones. Hay que subrayar que el generador podría obtener una ganancia también sin cambiar su disponibilidad, en caso de que entre suficiente generación barata que desplace su oferta hacia la derecha, causando su salida del orden de mérito; en este caso, vendería a un precio en la primera sesión y “compraría” a un precio más barato en la segunda.



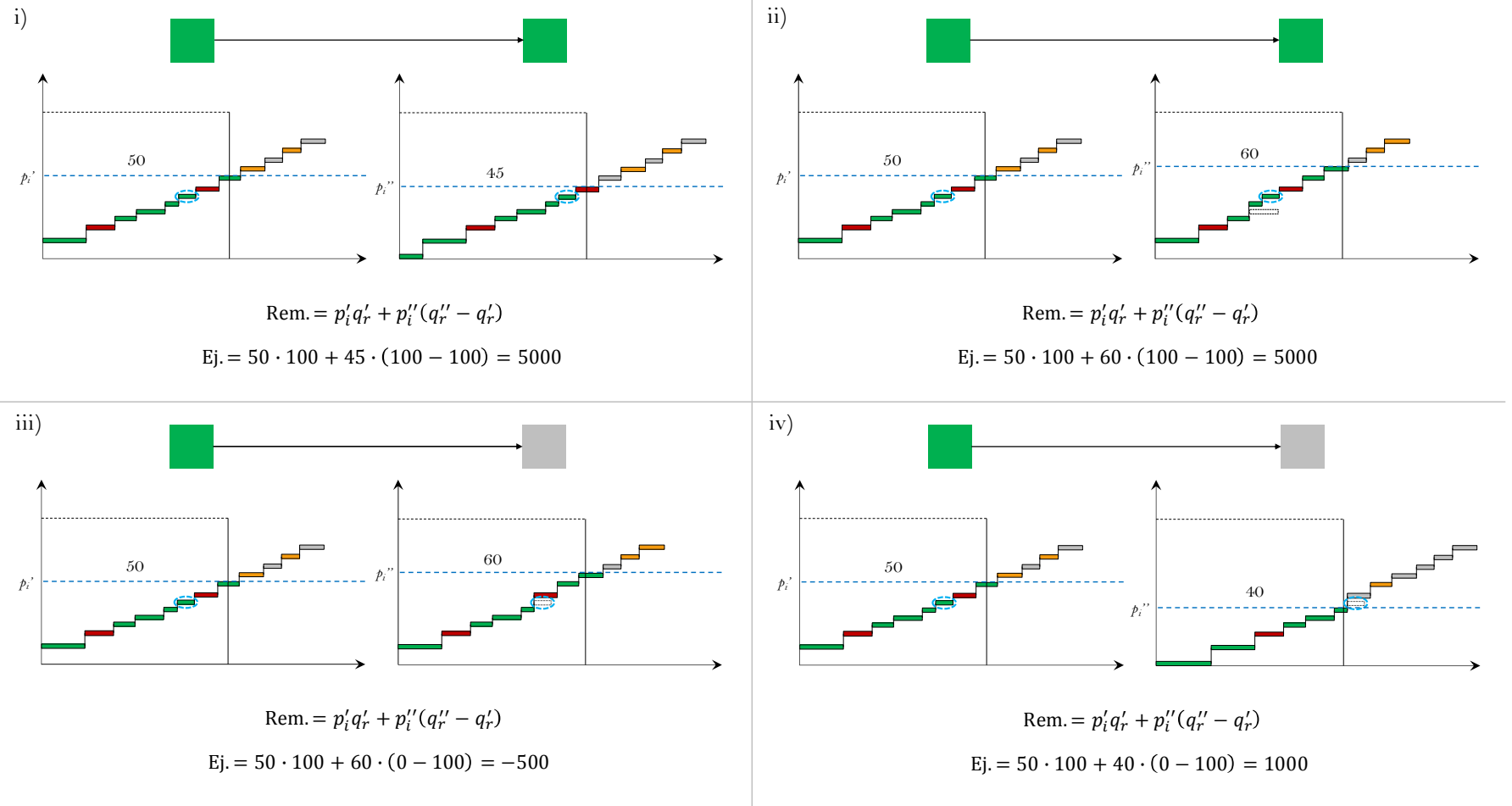


Figura 19. Combinaciones de la casuística básica para la generación en mérito

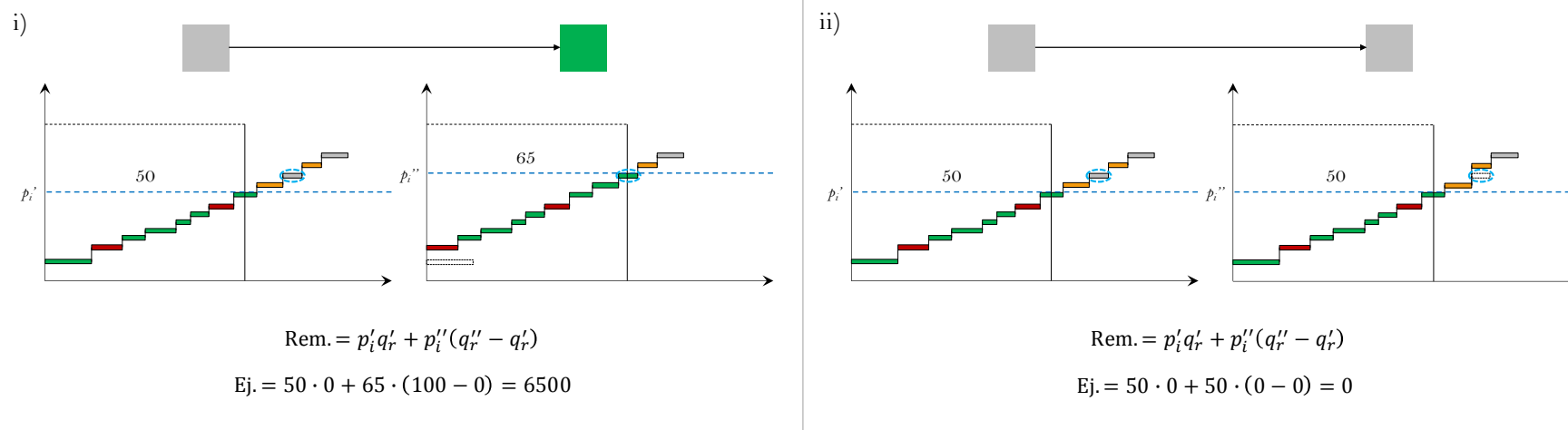


Figura 20. Combinaciones de la casuística básica para la generación no despachada

La Figura 20 presenta los cambios de estado de la casuística básica que pueden ocurrir si el generador resulta no despachado en la primera sesión del mercado. En el cuadro i), el generador no despachado es casado en mérito en la segunda sesión del mercado; en ese caso, su remuneración dependerá enteramente del precio de la segunda sesión. En el cuadro ii), el generador sigue sin ser despachado y, obviamente, su remuneración será nula.

### **3.1.2.2 Casuística avanzada**

En los estados considerados en la casuística básica (generación despachada en mérito y generación no despachada), no existen diferencias entre las cantidades casadas en el despacho ideal y en el despacho programado. Sin embargo, si se considera la generación casada fuera de mérito o la generación en reconciliación negativa, hay una discrepancia entre el resultado de los despachos ideal y programado y la aplicación de la liquidación estándar no siempre es posible. En esta subsección, se presentan todos los cambios de estado que involucran generación en reconciliación positiva o negativa, proponiendo, para cada caso, las posibles alternativas de liquidación.

#### *Estado inicial: generación en mérito*

La Figura 21 muestra los cambios de estado de la casuística avanzada a los que puede enfrentarse la generación en mérito. En el cuadro i), se presenta un cambio de estado que reviste particular importancia, de generación en mérito a generación en reconciliación negativa. Este cambio de estado puede ocurrir en diferentes situaciones. Por ejemplo, podría ser causado por la activación de una nueva restricción técnica en el horizonte intradiario, que obligara al OS a eliminar del despacho programado una unidad que había sido casada en mérito en una sesión de mercado anterior (ésta, en concreto, es la situación que se muestra en el cuadro i). Otra situación que podría provocar este cambio de estado es 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<sup>15</sup>. En ambos casos, la generación casada en mérito pasa, en la segunda sesión del mercado, a ser no despachada en el despacho programado, sin tener responsabilidades directas en este cambio de estado.

Como se evidencia en el cuadro i), hay tres alternativas posibles para liquidar este cambio de estado. La primera alternativa es considerar que, si en el horizonte intradiario una oferta pasa a reconciliación negativa, la casación de la sesión anterior resulta anulada y no se produce ninguna liquidación. De esta manera, el generador puede no recibir la remuneración que se había asegurado a través del primer compromiso vinculante, pero evita cualquier pérdida económica. La segunda alternativa consiste en equiparar la generación en reconciliación negativa con la generación no despachada (igualando el rojo al gris) y aplicando la liquidación estándar también en este caso. Según cómo varíe el precio de bolsa entre las dos sesiones de mercado, esta liquidación podría provocar una ganancia o una pérdida para el generador. En caso de pérdida, se podría argumentar que ésta se genera sin estar asociada a ninguna responsabilidad directa por

---

<sup>15</sup> Un ejemplo detallado de este caso se presenta en el Anexo 1 - Casuística avanzada sobre reconciliaciones negativas.

parte del agente. Por esta razón, una tercera alternativa consiste en aplicar la liquidación estándar sólo en aquellos casos en los que no genere una pérdida.

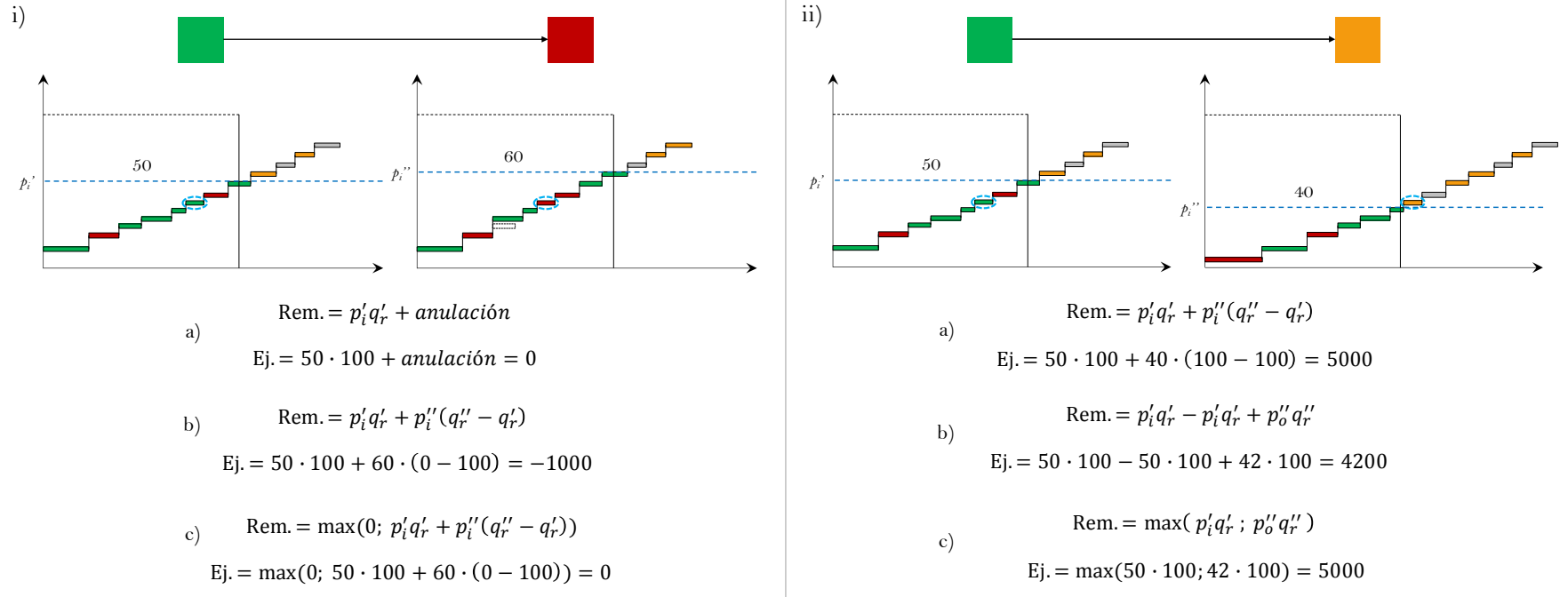


Figura 21. Combinaciones de la casuística avanzada para la generación en mérito

El cuadro ii) de la Figura 21 presenta el cambio de estado de generación casada en mérito a generación fuera de mérito. Este cambio de estado podría ser provocado por la entrada de generación barata, en el horizonte intradiario, que desplaza un recurso fuera de la casación del despacho ideal, aunque este recurso sea necesario para el sistema por razones técnicas y tenga que ser entonces casado fuera de mérito. También en este caso, hay tres liquidaciones posibles. Si se aplica la liquidación estándar, al no haber cambiado la cantidad casada en el despacho programado, se mantiene el compromiso vinculante adquirido en la primera sesión, al precio del despacho ideal de esa sesión. Otra alternativa es reconocer al generador el compromiso vinculante de la segunda sesión, aplicando entonces el precio de la reconciliación positiva de la generación que ha sido casada fuera de mérito (el cual, si se considera la posibilidad de modificar la oferta en el horizonte intradiario, puede ser mayor o menor que el precio ideal de la sesión anterior). La tercera alternativa consiste en reconocer el compromiso vinculante que proporcione la remuneración más alta para el generador, aplicando el mayor entre el precio del despacho ideal de la primera sesión y el precio de la reconciliación positiva en la segunda sesión.

*Estado inicial: generación en reconciliación negativa*

La Figura 22 muestra los posibles cambios de estado a los que puede enfrentarse la generación que resulte en reconciliación negativa en una sesión de mercado. Siendo el punto de partida una situación en la que el recurso no adquiere un compromiso vinculante, las liquidaciones de estos cambios de estado no presentan dificultades teóricas. En el cuadro i), la generación en reconciliación negativa pasa a ser casada en mérito en la segunda sesión de mercado, debido a, por ejemplo, la desactivación de una restricción en el horizonte intradiario. En este caso, se le reconocerá al recurso el compromiso vinculante de la segunda sesión, independientemente del precio de mercado en la primera sesión. En el cuadro ii), el recurso sigue en reconciliación negativa también en la segunda sesión de mercado; su compromiso no cambia y entonces no hay ninguna posición que liquidar. En el cuadro iii), se presenta un cambio de estado poco probable, aunque posible a nivel teórico, en el que la generación pasa de reconciliación negativa a reconciliación positiva; también en este caso, como en el caso del cuadro i), se reconoce el compromiso vinculante de la segunda sesión de mercado y se liquida con el precio de la reconciliación positiva de la generación fuera de mérito en esta sesión. Finalmente, en el cuadro iv), la generación en reconciliación negativa es desplazada fuera de mérito en el despacho ideal y pasa a ser no despachada; también en este caso, el compromiso sigue siendo nulo y no hay ninguna liquidación.

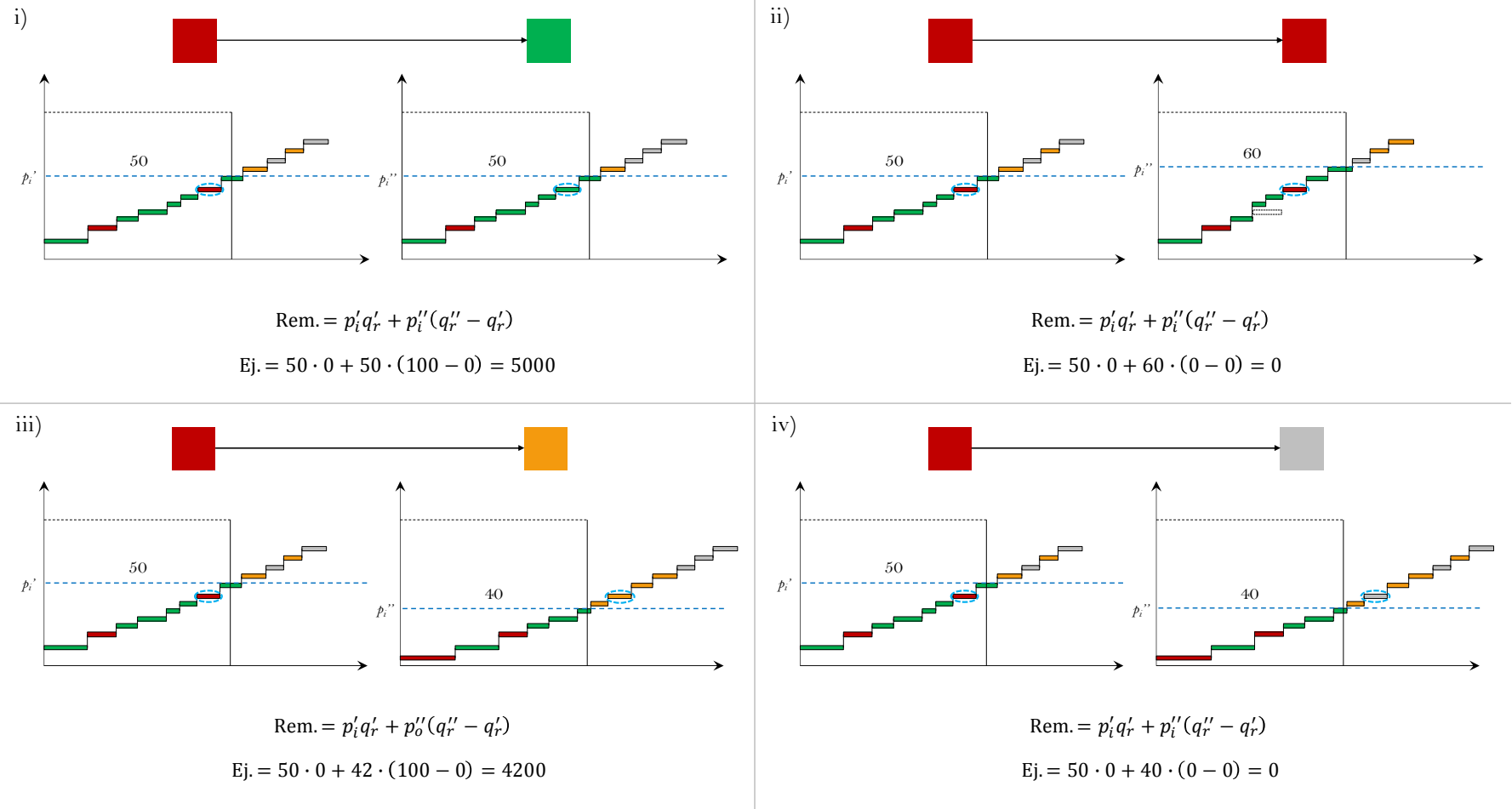


Figura 22. Combinaciones de la casuística avanzada para la generación en reconciliación negativa

*Estado inicial: generación fuera de mérito*

La generación fuera de mérito se compone de recursos que no han entrado en el despacho ideal por razones económicas, pero que han sido despachados por el operador de sistema por razones técnicas. Pueden tener, entonces, un papel relevante en la seguridad del suministro y eso aumenta la importancia de un posible cambio de estado que afecte este tipo de generación.

En el cuadro i) de la Figura 23, la generación casada fuera de mérito en la primera sesión de mercado pasa a ser casada en mérito en la segunda sesión, debido, por ejemplo, a la indisponibilidad de algunos recursos en mérito que desplaza el orden de mérito. Este caso es bastante parecido a su opuesto (de generación en mérito a generación fuera de mérito, cuadro ii de la Figura 21). También para este cambio de estado hay tres liquidaciones posibles: reconocer el precio ofertado (o, más en general, el precio de la reconciliación positiva) en la primera sesión, reconocer el precio casado en el despacho ideal en la segunda sesión o reconocer el mayor de los dos.

En el cuadro ii) de la Figura 23, se presenta otro caso que puede tener difícil realización en la realidad, es decir, 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, se presenta una situación parecida al cambio de estado de generación en mérito a reconciliación negativa. La liquidación puede prever una anulación total del compromiso adquirido en la sesión anterior, garantizando que el generador casado fuera de mérito no incurra en pérdidas, o puede obligar al generador a “comprar” el compromiso que no puede proporcionar con su planta en el mercado, al precio del despacho ideal, incurriendo, potencialmente, en una pérdida económica.



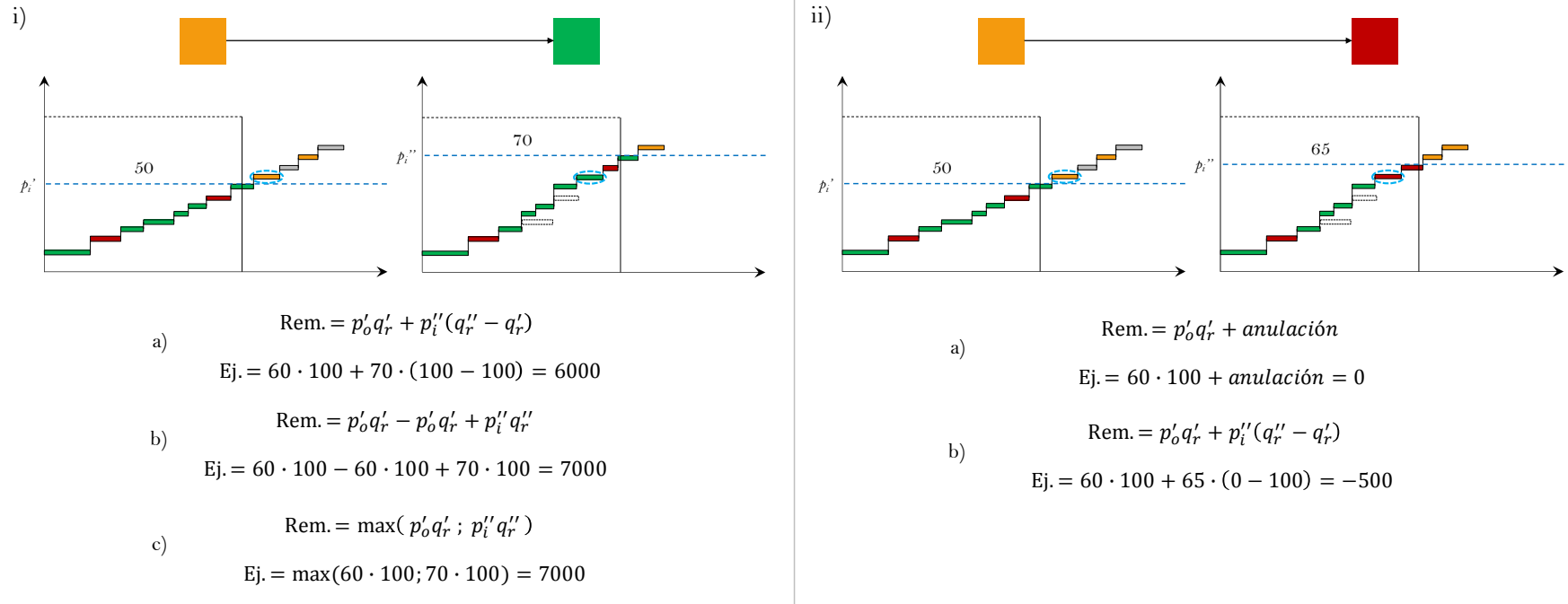


Figura 23. Combinaciones de la casuística avanzada para la generación en reconciliación positiva, primeros dos cambios de estado



Figura 24. Combinaciones de la casuística avanzada para la generación en reconciliación positiva, segundos dos cambios de estado

La Figura 24 se centra en los otros dos cambios de estado con estado inicial de generación fuera de mérito. En el cuadro i), el recurso casado fuera de mérito en la primera sesión de mercado modifica su oferta económica y sigue siendo casado fuera de mérito en la segunda sesión. En esta situación hay dos posibles alternativas, o aplicar una liquidación estándar con el precio de la reconciliación positiva (al no haber cambios en las cantidades casadas en el despacho programado, se mantendría el primer compromiso vinculante, con su precio), o reconocer al generador fuera de mérito el nuevo precio ofertado.

Los cuadros ii) y iii) presentan otro cambio de estado, de generación fuera de mérito a generación no despachada, que reviste particular relevancia y cuya liquidación tiene una solución menos obvia. Esta situación puede ocurrir porque el generador fuera de mérito es desplazado por otro generador más barato en su área que es casado fuera de mérito y que permite resolver la misma restricción (la misma situación se puede dar si el generador fuera de mérito aumenta su oferta en la segunda sesión de mercado, como en el cuadro ii) o porque el generador fuera de mérito sufre una indisponibilidad en el horizonte intradiario que obliga al operador del sistema a despachar fuera de mérito otra central más cara (cuadro iii). En este caso, 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 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.

*Estado inicial: generación no despachada*

La Figura 25 presenta los dos casos no analizados en la casuística básica cuando el estado inicial es de generación no despachada. En el cuadro i), el generador no despachado en la primera sesión del mercado entra en mérito en la segunda, pero no es casado en el despacho programado, entonces se encuentra en reconciliación negativa. Al no haber un compromiso vinculante ni en la primera ni en la segunda sesión de mercado, este cambio de estado no da lugar a liquidaciones.

En el cuadro ii), el generador no despachado pasa a ser despachado fuera de mérito. En este caso, se le reconocerá al generador el primer compromiso vinculante, como generador fuera de mérito, y se le remunerará al precio de su reconciliación positiva.

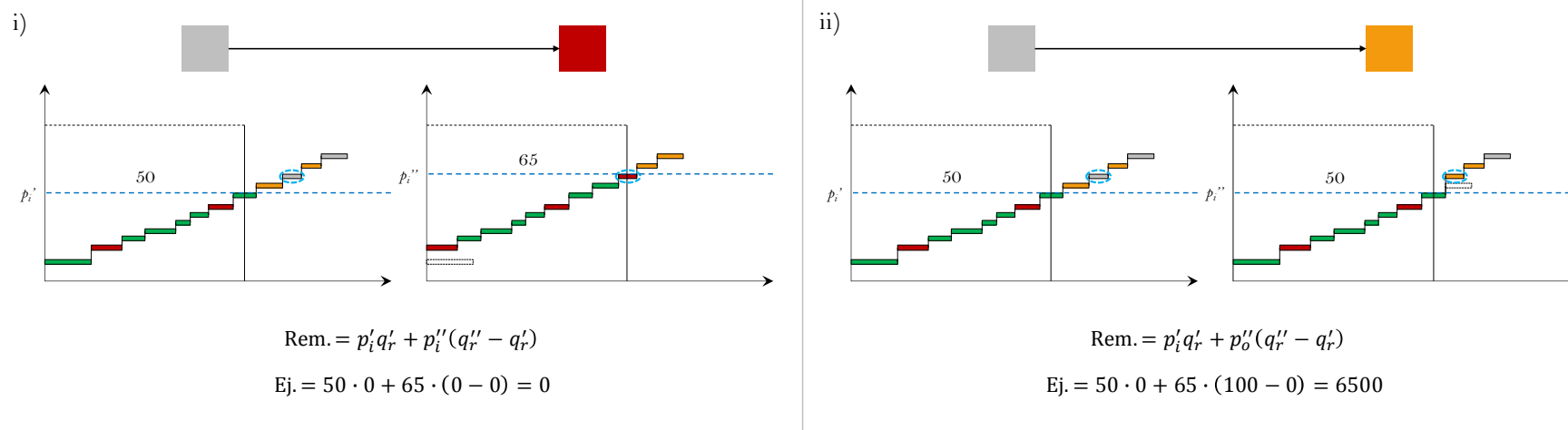


Figura 25. Combinaciones de la casuística avanzada para la generación no despachada

### **3.1.2.3 *Resumen de liquidaciones***

Después de haber analizado todas las posibles combinaciones de los cuatro estados que puede generar el esquema de reconciliación (generación en mérito, fuera de mérito, en reconciliación negativa y no despachada) en dos sesiones de mercado, divididas entre casuística básica (3.1.2.1) y casuística avanzada (3.1.2.2), se resumen, en la Tabla iv, las liquidaciones posibles a nivel teórico para cada cambio de estado.

La Tabla iv no presenta ninguna propuesta, sino que será la base para la elaboración de las recomendaciones preliminares en la sección 4. Sin embargo, la tabla permite identificar los casos en los cuales es posible aplicar una liquidación estándar y aislar los seis cambios de estado cuya liquidación tiene más de una alternativa, dos con estado inicial de generación en mérito y los cuatro con estado inicial de generación fuera de mérito.

Tabla iv. Resumen de liquidaciones posibles a nivel teórico para cada cambio de estado

		Sesión i+1			
Sesión i		Liquidación estándar	a) Anular compromiso b) Liquidar siempre c) Liquidar sólo en caso de ganancia	a) Compromiso previo b) Nuevo compromiso c) Compromiso de ingreso máximo (i o i+1)	Liquidación estándar
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar
		a) Compromiso previo b) Nuevo compromiso c) Compromiso de ingreso máximo (i o i+1)	a) Anular compromiso b) Liquidar siempre c) Liquidar sólo en caso de ganancia	a) Liquidación estándar b) Nuevo compromiso	Coste ocasionado
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar

### **3.1.3 Caracterización geográfica de los redespachos actuales**

La sección anterior ha analizado todos los cambios de estado desde el punto de vista teórico, sin estudiar la probabilidad de que éstos se produzcan en el mercado. Sin embargo, puede existir cierta prevalencia en los cambios de estado, dependiendo del funcionamiento actual del sistema. Un elemento que puede resultar útil para entender qué cambios de estado serán más frecuentes y cuáles menos es la caracterización geográfica de los redespachos (ver también Figura 13). Estos últimos, que ahora son absorbidos por el operador del sistema, en el nuevo diseño de mercado, tendrán que ser reflejados en los mercados de corto plazo y en la definición de nuevos compromisos vinculantes.

Esquematizando enormemente el sistema colombiano, se puede definir el funcionamiento actual a partir de la congestión frecuente entre la zona andina y la zona caribeña. La primera se caracteriza por la abundancia de recursos hidroeléctricos, la segunda por la preponderancia de las centrales térmicas y eso provoca, durante el funcionamiento normal del sistema, una exportación neta de la zona andina a la zona caribeña hasta la saturación de la interconexión entre las dos zonas. Esta configuración se refleja en las reconciliaciones (es común que las centrales hidroeléctricas andinas se encuentren en reconciliación negativa y las centrales térmicas caribeñas en reconciliación positiva), pero también tiene influencia en la caracterización geográfica de los redespachos intradiarios.

Según las conversaciones mantenidas con el operador del sistema, actualmente, los principales cambios de disponibilidad de generación ocurren en la zona caribeña, por estar las centrales térmicas más sujetas a fallos que las centrales hidroeléctricas. Esta situación se produce también porque las centrales hidroeléctricas no pueden aumentar su disponibilidad declarada en el horizonte intradiario y, cuando esto ocurre, se producen los vertimientos que se mencionaron en la sección 2.3. Esto no se debería producir en el nuevo diseño de mercado. Otra posible causa de redespacho es el fallo de alguna línea de interconexión entre las dos zonas, que obliga a despachar más capacidad térmica en la zona caribeña.

Si este esquema de funcionamiento se mantuviera en el futuro, los cambios de estado más frecuentes serían, en la zona caribeña, de generación en mérito y generación fuera de mérito a generación no despachada (por indisponibilidad de una central) o viceversa (por el fallo de una línea de transporte) y, en la zona andina, de generación no despachada a generación en mérito o en reconciliación negativa (por aumento de disponibilidad hidráulica) o de generación en mérito a reconciliación negativa (por el fallo de una línea de transporte). Estos cambios de estado, al ser los más probables, tendrán que ser analizados con mayor atención en la propuesta final.

### **3.1.4 Participación de las plantas menores**

El diseño de mercado definido en las secciones anteriores introduce claramente una responsabilidad relacionada con la disponibilidad de la generación. El mercado diario fija un compromiso vinculante que puede ser actualizado en las sesiones del mercado intradiario o mantenido; cualquier diferencia entre el compromiso comercial final y la generación real será liquidado 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, no todos los recursos asumen esta responsabilidad comercial. En la experiencia internacional, se encuentran muchos casos de países que concedieron exenciones de esta responsabilidad a las tecnologías renovables intermitentes, sobre todo durante la primera fase de desarrollo de estos recursos. La disponibilidad de las centrales que están exentas de la responsabilidad comercial suele ser estimada directamente por el OS y se valoriza al precio de un mercado de referencia (o a un precio fijado en el marco de un mecanismo de apoyo específico). Hay que subrayar que, sobre todo en Europa, estas exenciones han sido paulatinamente eliminadas y, hoy en día, los recursos renovables tienen que participar en las sesiones de mercado como cualquier otro generador en muchos sistemas (Figura 26). No obstante, se suele fijar una capacidad mínima, por debajo de la cual, el agente no puede, ni debe, participar en el mercado.

Balancing responsibility for RES	
Country	Balancing responsibility
Belgium	Yes
Denmark	Yes
Croatia	No
France	No
Germany	FIP Only
Ireland	Partly
Italy	Partly
Poland	Yes
Portugal	Yes
Spain	Yes
Sweden	Yes

Figura 26. Responsabilidad de los desvíos para las renovables (IRENA, 2017)

En la regulación colombiana, existe un umbral parecido. Por debajo de 10 MW, 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 OS 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.

### **3.1.5 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. Estudios recientes (MITEL, 2016; IRENA, 2017) subrayan el papel que tendrá que jugar la demanda en los sectores eléctricos del futuro y su centralidad en el proceso de descarbonización. El mercado eléctrico colombiano deberá integrar paulatinamente la demanda en todos sus segmentos, incluida la bolsa de energía, para mejorar la eficiencia económica especialmente en un contexto de elevada penetración renovable.

Esta integración deberá producirse paulatinamente, en Colombia como en otros sistemas, a través un largo proceso de adaptación y aprendizaje cuya definición excede el alcance de este proyecto. A pesar de ello, dado que se considera un tema central en desarrollos ulteriores del diseño del mercado colombiano, en esta sección se introducen los principales factores que tendrán que ser tomados en consideración.

La mayoría de las complejidades que conllevará el diseño de los mecanismos que permitan que la demanda participe de forma eficiente en el mercado de corto plazo tienen su origen en el diseño actual, más que en los cambios necesarios para introducir un despacho vinculante y un mercado intradiario. 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. 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.

Para identificar y analizar todas estas complejidades, se presenta, en la Figura 27, un caso ejemplo con un sistema de tres nudos. En el primer nudo se encuentra generación barata y una demanda pequeña; en el segundo nudo se encuentra generación más cara y la mayoría de la demanda del sistema; en el tercer nudo se encuentra una demanda pequeña y dos generadores caros. Las interconexiones entre el primer y el segundo nudo y entre el segundo y el tercer nudo tienen capacidad limitada y, dadas las diferencias de precio, están sujetas a congestiones.

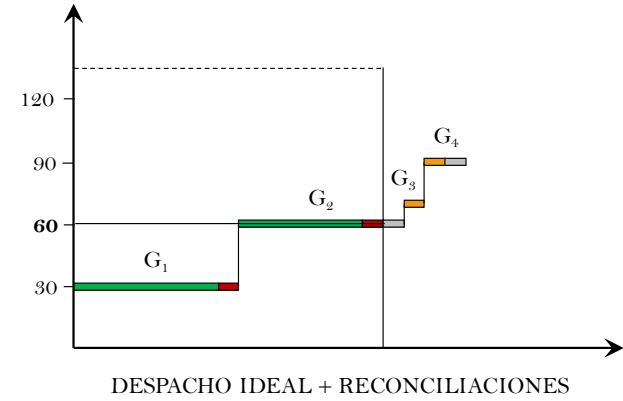
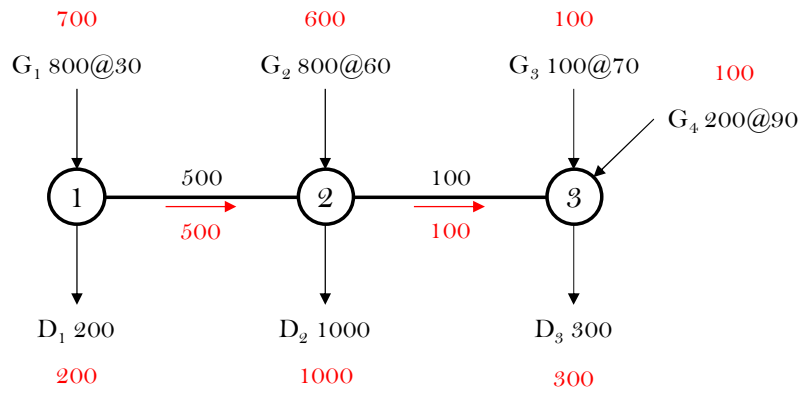
El cuadro i) presenta el diseño de mercado actual. A la izquierda, está representado el despacho económico programado, que despacha el sistema minimizando los costes, pero considerando la

congestión de las interconexiones<sup>16</sup>. A la derecha, en cambio, está representado el despacho ideal y las reconciliaciones que surgen de su comparación con el despacho económico programado. La demanda casada en los dos despachos es completamente inelástica. Habiendo generación suficiente, toda la demanda será cubierta. Sin embargo, siendo la capacidad de transporte limitada, habrá que despachar fuera de mérito parte de la generación más cara en el tercer nudo, porque no toda la capacidad de los generadores más baratos ubicados en el primer y segundo nudo puede ser evacuada.

---

<sup>16</sup> El número a la izquierda de la @ representa la cantidad y de la derecha el precio (se omiten las unidades de medida), mientras que los números en rojo representan la cantidad casada en el despacho programado con red; en los gráficos de los despachos ideales, los colores son los que se presentaron en la Figura 12.

i)



ii)

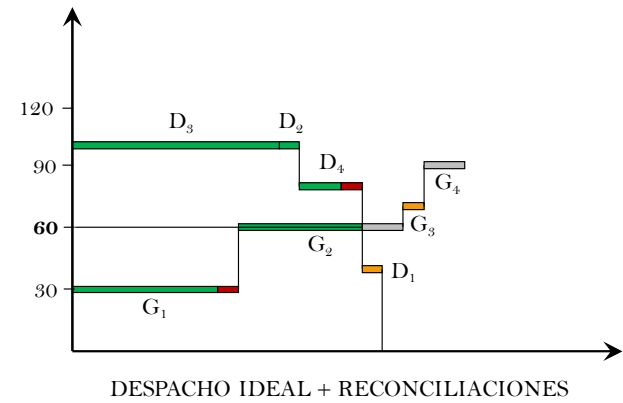
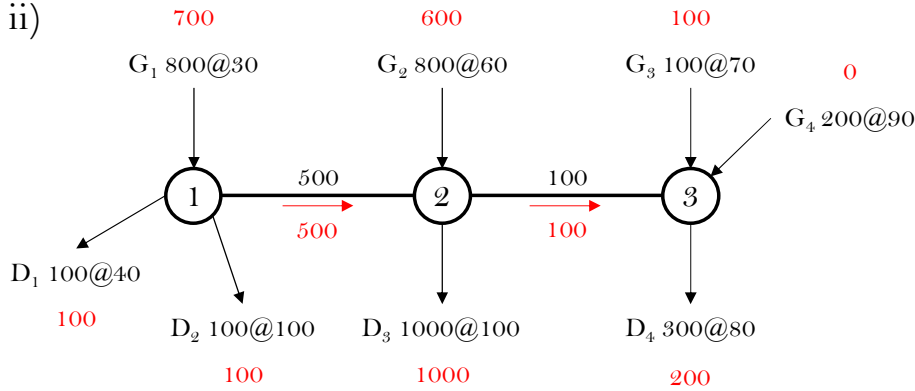


Figura 27. Caso ejemplo para ilustrar los efectos de la participación de la demanda; en los gráficos nodales.

El cuadro ii) intenta representar lo que resultaría si con el diseño actual la demanda participara en el mercado, es decir, si presentara ofertas económicas<sup>17</sup>. En el primer nudo, la demanda que antes se consideraba inelástica se divide en dos partes, una demanda dispuesta a pagar más y una dispuesta a pagar menos; la demanda en el segundo nudo tiene una oferta elevada, mientras que la demanda en el tercer nudo tiene una oferta algo menor que se sitúa entre las ofertas económicas de la generación conectada a su nudo.

La primera complejidad de involucrar la demanda en el mercado de corto plazo surge en el momento de calcular el despacho económico programado. En el diseño actual, este despacho se define como una minimización de costes; sin embargo, un algoritmo de este tipo no sería capaz de calcular la solución óptima cuando la demanda oferte su coste de oportunidad. En este segundo caso, hará falta un algoritmo que maximice el beneficio social neto (Ventosa et al., 2013). La aplicación de un algoritmo de optimización de este tipo es bastante evidente para el caso ejemplo que se está analizando y resultaría en el despacho que se presenta en el cuadro ii). No toda la demanda sería cubierta, porque la oferta de la demanda  $D_4$  es inferior a la oferta del generador  $G_4$ , el único que podría terminar de cubrir su suministro.

La segunda complejidad surge, en cambio, de la definición del despacho ideal. Con el diseño de mercado actual, los generadores pueden tener compromisos diferentes en el despacho ideal y en el despacho real, dando lugar reconciliaciones. Si la demanda ofertara en el mercado de corto plazo, también estas ofertas estarían sujetas a la posibilidad de ser reconciliadas, tanto positiva como negativamente. Como se muestra en el despacho ideal del cuadro ii) de la Figura 27, la demanda  $D_4$  tiene una parte en reconciliación negativa. Esta parte corresponde a la cuota no cubierta debido al alto precio de la generación  $G_4$ . Si la demanda  $D_4$  pudiera ser cubierta enteramente con la generación barata ubicada en el primer y en el segundo nudo, sería despachada completamente; sin embargo, las congestiones en las interconexiones impiden esta solución y eso genera la reconciliación negativa. Por otro lado, la demanda  $D_1$  resulta casada en el despacho económico programado, porque tiene en su nudo una generación con una oferta más baja que la suya; no obstante, en el despacho ideal no resulta casada, porque su oferta es inferior al precio uniforme. Esta demanda sería entonces casada fuera de mérito.

La tercera complejidad surge de la asignación de costes fijos por encima del precio de mercado en un contexto de demanda elástica. Con el diseño actual, por ejemplo, la diferencia entre reconciliaciones positivas y negativas representa un sobrecoste que se asigna a la demanda a través del coste unitario de las restricciones. Este sobrecoste se genera también cuando la demanda participa en el mercado. Sin embargo, la asignación de este sobrecoste a través de un cargo estampilla aplicado a toda la demanda podría llevar a soluciones no eficientes desde el punto de vista económico. En el caso ejemplo presentado en el cuadro ii) de la Figura 27, la

---

<sup>17</sup> La participación de la demanda en el mercado de corto plazo va más allá de la presentación de ofertas económicas e implica también la responsabilidad de estimar el consumo, adquirir un compromiso vinculante para el suministro de este consumo y respetar ese compromiso en el tiempo real o asumir la responsabilidad de desbalance. Sin embargo, este caso ejemplo se centra en los aspectos económicos relacionados con las ofertas.

demanda  $D_1$  es casada fuera de mérito y pagaría, presumiblemente, el precio de su oferta; estará entonces consumiendo exactamente al que considera su coste de oportunidad. Cualquier sobrecoste que se aplique a esta demanda causará una ineficiencia económica, porque la demanda estaría consumiendo a un precio más alto de su coste de oportunidad. Este problema no es nuevo en la regulación del sector eléctrico y suele solucionarse a través de la metodología de asignación de costes llamada *Ramsey pricing*, que prevé que los costes de suministro que no se puedan asignar de manera eficiente sean cobrados a la demanda de manera inversamente proporcional a su elasticidad.

En lo que concierne a los cambios regulatorios analizados en este proyecto, la mayor complejidad añadida surgiría de la aplicación secuencial del esquema de reconciliaciones a lo largo del horizonte intradiario. Como en el caso de la generación, también la demanda estaría sujeta a cambios de estado entre diferentes sesiones de mercado y sería necesario definir una nueva matriz de liquidaciones. Sin embargo, se podrían extender de forma análoga soluciones parecidas a las que se aplicarían a la generación y que han sido objeto del análisis presentado en la sección 3.1.2. Si bien podría haber situaciones particulares, que pueden requerir una solución *ad hoc*, en la mayoría de los cambios de estado el razonamiento sería el mismo.

### **3.1.6 Número de subastas y *gate closure***

Otro elemento de diseño relevante para el diseño del nuevo esquema de mercado es el número de sesiones intradiarias. La discusión ha sido anticipada a nivel teórico en la sección 1.2.2. Una mayor frecuencia de subastas en el horizonte intradiario permite más flexibilidad a los agentes para ajustar su posición lo antes posible y, supuestamente, al menor coste posible. Además, una mayor frecuencia reduce el intervalo de tiempo entre el cierre de la última sesión de mercado y el tiempo real. Como se muestra en la Figura 28, los horizontes de oferta de las subastas intradiarias se solapan, pero cada subasta define un número de horas para las cuales, en cierto momento del día, sólo será posible comerciar en una subasta, porque no están cubiertas en el horizonte de oferta de la siguiente subasta. Para esas horas, el cierre de la subasta representa el llamado *gate closure*, es decir, el último momento en el cual la posición comercial puede ser actualizada en el mercado. Cualquier cambio de disponibilidad que se registre después del *gate closure* será considerado como un desvío y liquidado por el OS a través del mecanismo de balance en el tiempo real. Menor es la frecuencia de subastas intradiarias y mayor será el número de horas en las que un agente no puede actualizar su oferta en el mercado.

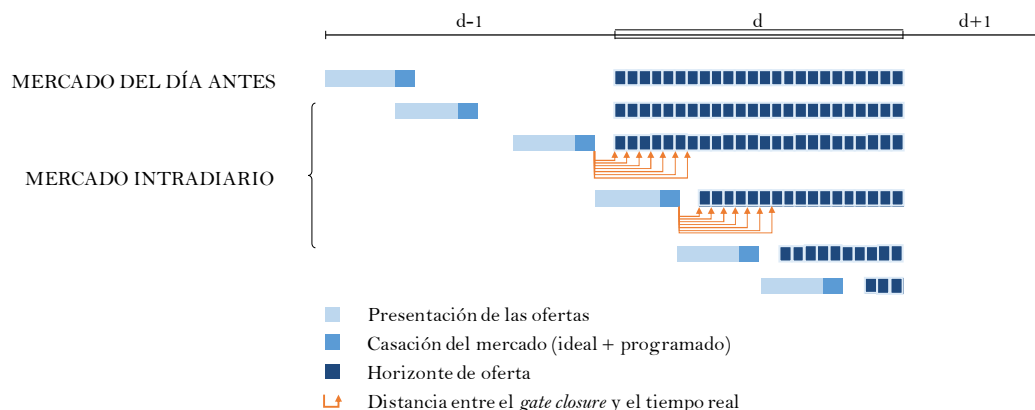


Figura 28. Representación de la secuencia de mercados y de la distancia entre el cierre de mercado y el tiempo real

Un mayor número de subastas, sin embargo, puede reducir la liquidez en cada subasta, con efectos negativos en la formación de precio. Además, no todas las subastas a lo largo del día suelen tener la misma liquidez. La Figura 29 presenta la liquidez de las subastas intradiarias en el mercado español (ver también la Figura 10 para una esquematización del funcionamiento de dicho mercado). Se observa cómo la primera subasta intradiaria presenta una liquidez mucho mayor que todas las otras sesiones; 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<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> 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. Como se ha comentado con anterioridad, estas ofertas no permiten reflejar de forma explícita las llamadas “no convexidades” (como, por ejemplo, los costes de arranque). Eso implica que a menudo los programas resultantes de la casación no sean óptimos o factibles. Consecuentemente, los agentes aprovechan la primera sesión intradiaria para corregir esas ineficiencias, adaptando los programas a las estructuras de costes de los grupos de generación.

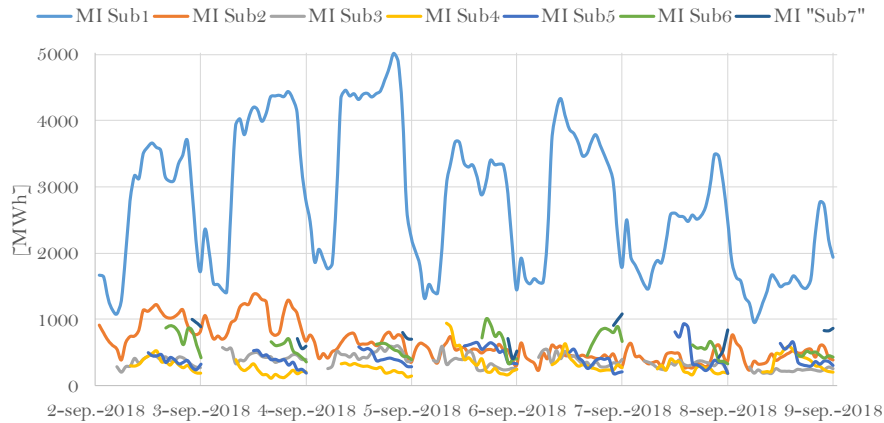


Figura 29. Líquidez de las subastas intradiarias en el mercado español en una semana representativa; datos de la web e-sios de Red Eléctrica de España

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. Como se puede observar en la Figura 30, el despacho TIE y el despacho coordinado tienen unos tiempos de ejecución incluso más dilatados que el despacho nacional.

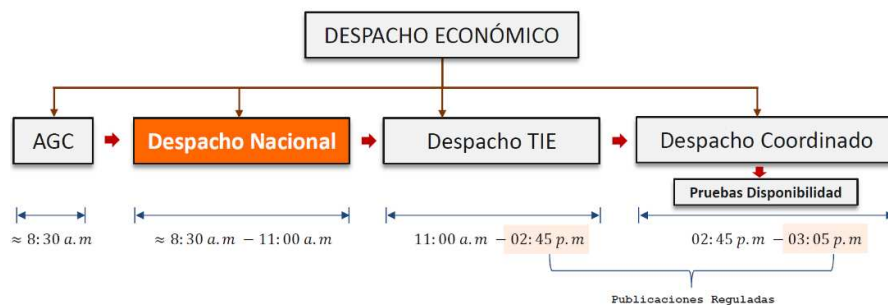


Figura 30. Operaciones que componen el despacho económico programado; gráfica de los seminarios de XM sobre el proceso de despacho económico

### 3.2 Mercado de contratos

El mercado de contratos es un pilar del sistema eléctrico colombiano. Como se puede observar en la Figura 31, 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.

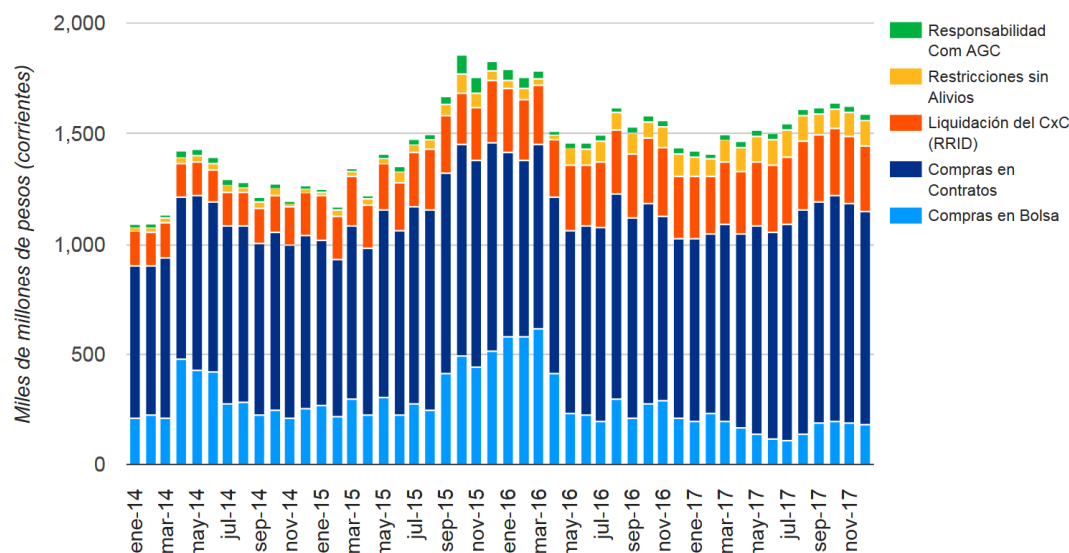


Figura 31. Evolución reciente de los principales conceptos del ASIC; gráfica de XM (2017)

Un análisis detallado sobre el funcionamiento del mercado de contratos y sobre las problemáticas que lo han caracterizado en los últimos años excede el alcance de este documento. Sin embargo, procede analizar si la estructura de los contratos y, sobre todo, su liquidación podrían verse afectadas por los cambios en el diseño del mercado que se desarrollan en este estudio. Consecuentemente, esta sección está dedicada a estudiar esta interacción.

La Figura 32 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<sup>19</sup>. 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.

<sup>19</sup> 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. Este elemento, no obstante, no invalida el razonamiento que se desarrolla a continuación.



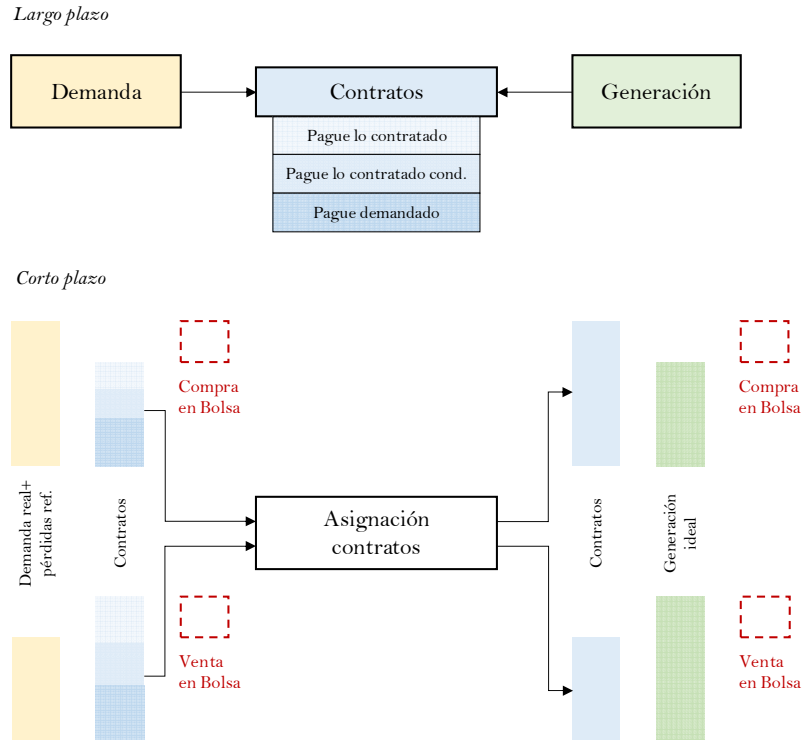


Figura 32. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño actual del mercado

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 a todos los contratos. 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. La Figura 33 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, sin que esto afecte a la liquidación del contrato.

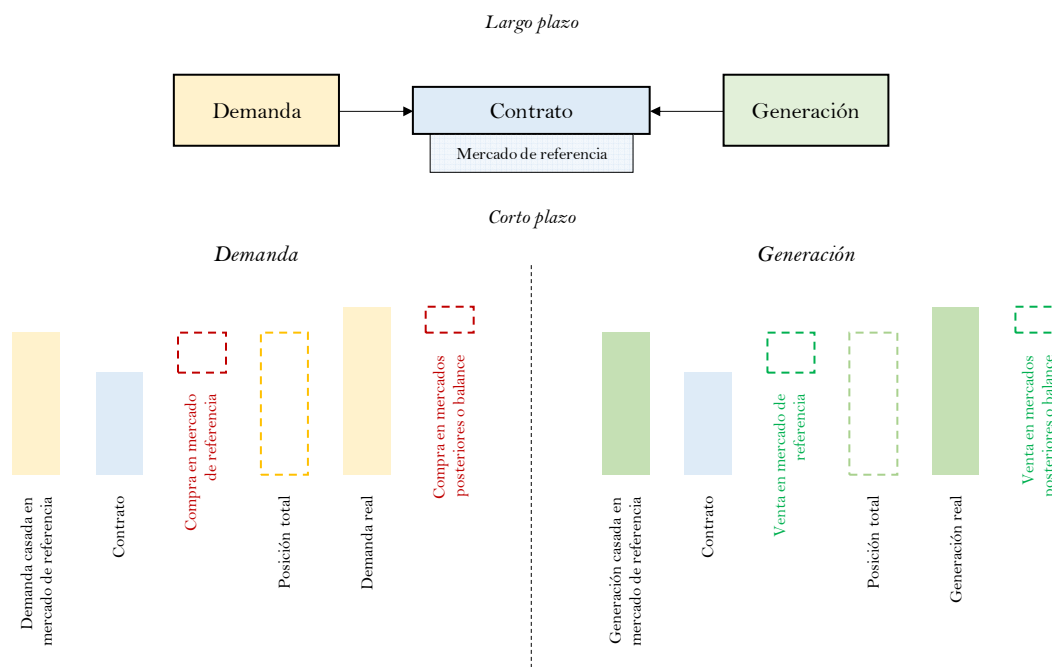


Figura 33. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño de referencia del mercado

Para evitar posibles ineficiencias en la aplicación de las reconciliaciones, otro cambio regulatorio que podría llevarse a cabo en la liquidación de los contratos concierne el despacho que se considera para dicha liquidación. Cualquiera que sea el mercado de referencia del contrato, éste se compondrá de un despacho ideal y de un despacho programado con red. En vez de usar la casación ideal para liquidar los contratos, se podría considerar directamente la posición comercial vinculante fijada a partir de las reconciliaciones. En vez de usar la casación ideal para liquidar los contratos, se podría considerar directamente la posición comercial vinculante fijada a partir de las reconciliaciones<sup>20</sup>. La remuneración de cada recurso de generación se obtendría, entonces, sumando dos términos: i) el precio del contrato por la energía contratada y ii) el precio de bolsa multiplicado por la diferencia entre la generación real y la energía contratada. Si esta última diferencia fuera positiva (el generador produce más energía que la comprometida en contratos), se podría considerar la posibilidad de liquidarla al precio del segmento del mercado en el que ha resultado casado el recurso (el precio de bolsa o el precio de la reconciliación positiva). Esta formulación permitiría valorizar la generación fuera de mérito que sobrepasara la generación contratada<sup>21</sup> del agente que la produce al precio ofertado y no al precio de bolsa, dando la señal correcta.

<sup>20</sup> El resultado, a fines prácticos, es el mismo que se obtiene con la liquidación actual, que considera la generación ideal, porque la consideración de las reconciliaciones conlleva a que el resultado agregado sea la posición comercial del agente.

<sup>21</sup> Hay que subrayar que esta situación hipotética podría no registrarse en la realidad, porque, según las conversaciones mantenidas con expertos del sector, la mayoría de los recursos casados fuera de mérito carece de contratos de largo plazo.

### 3.3 Cargo por confiabilidad

Introducido en 2006 (CREG, 2006), 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.

El cargo por confiabilidad ha sido sujeto a varias modificaciones regulatorias desde su introducción. Recientemente, el fenómeno del Niño de 2015/2016 evidenció el desacoplamiento entre el precio de escasez (y, sobre todo, su fórmula de indexación) y los costes variables de los recursos térmicos. Por esta razón, la Resolución CREG140-2017 ha modificado la metodología para el cálculo del precio de escasez, que ahora está directamente ligado a los costes variables de los generadores con obligaciones de energía firme<sup>22</sup>.

Independientemente de la metodología de cálculo del precio de escasez, las obligaciones de energía firme, como todas las opciones de confiabilidad (o *reliability options*), se activan cuando el precio de referencia supera el precio de escasez. En este momento, el precio de referencia es el precio de bolsa, es decir, el precio del despacho ideal, que es el único precio de corto plazo que se calcula actualmente en Colombia. Sin embargo, 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 (Batlle et al., 2014). 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 más bien la capacidad del sistema para responder a cambios en el programa y la escasez que se refleja está más relacionada con la flexibilidad. En Europa, Irlanda e Italia están introduciendo, en sus sistemas eléctricos, mecanismos de capacidad basados en las opciones de confiabilidad. En ambos casos, se ha diseñado una opción con diferentes mercados de referencia. La opción, que cubre cierta cantidad de capacidad, se liquida con el precio del mercado en el que esa capacidad ha sido casada, que puede ser el mercado diario, el mercado intradiario o el mercado de balance (CE, 2017 y 2018).

---

<sup>22</sup> El precio marginal de escasez se obtiene ordenando de menor a mayor los costes variables de las plantas de generación y considerando el coste variable de la central en el percentil 98; este precio se recalcula con periodicidad mensual. Hay que subrayar que algunas obligaciones de energía firme siguen considerando un precio de escasez calculado según la fórmula original de 2006. Hasta que estos contratos no se extingan, existirán dos precios de escasez, razón por la cual se hace necesario el cálculo del llamado precio de escasez ponderado.

La Figura 34 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, el mercado intradiario, el mecanismo de balance o, como en los mecanismos europeos, una combinación de los tres.

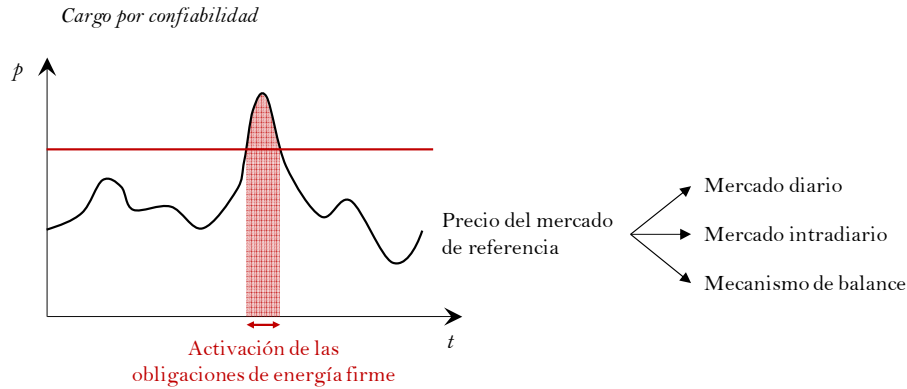


Figura 34. Elección del mercado de referencia para las obligaciones de energía firme

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 puede reflejar 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.

### 3.4 Mercado de gas

El mercado colombiano de gas natural es un mercado de contratos con nominaciones de corto plazo tanto para el suministro como para el transporte. Las nominaciones de suministro y transporte, a cargo de los consumidores, tienen lugar después de la publicación del despacho económico programado. Este último se cierra cada día a las 15:05 (Figura 30); la nominación de suministro de gas se ejecuta entre 15:30 y 19:50 y la nominación de transporte de gas entre 16:25 y 20:20. Esta configuración permite a los generadores térmicos hacer nominaciones en el mercado de gas conociendo su despacho eléctrico esperado.

Durante el día de la operación (el llamado día de gas), los agentes pueden llevar a cabo hasta cuatro re-nominaciones tanto de suministro como de transporte de gas natural. Una limitación actual en este proceso reside en la antelación con la cual es necesario comunicar estas re-nominaciones antes del tiempo real, que, en la actualidad, es igual a seis horas. Este proceso de

re-nominación podría dar lugar a un mercado secundario de gas; sin embargo, de momento, este mercado no presenta liquidez.

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.

## 4. Recomendaciones preliminares

La sección 3 ha analizado los principales impactos que tendría el nuevo diseño de mercado, los cambios regulatorios que tendrían que producirse para implantarlo y las interacciones que éste tendría con otros ámbitos de la regulación colombiana. En esta sección, se intenta condensar esta información para delinear los elementos principales del nuevo diseño de mercado y presentar unas recomendaciones preliminares que serán discutidas durante el resto del proyecto, hasta transformarse en las propuestas finales. Para no repetir los mismos conceptos, en esta sección, las recomendaciones no serán acompañadas de una justificación teórica, que se encuentra en el análisis presentado en la sección anterior.

El mercado de corto plazo colombiano, que hoy en día prevé sólo una casación *ex-post*, tiene que ser reformado para introducir un mercado diario que fije unos compromisos vinculantes, un mercado intradiario que permita actualizar estas posiciones comerciales y un mecanismo de balance que asigne de manera eficiente los costes ocasionados por los desvíos que se producen después del cierre del mercado. Para el mercado diario y el mercado intradiario, se recomienda mantener la separación actual entre la capa comercial y la capa operativa y, de esta manera, evitar introducir al mismo tiempo dos reformas de gran calado en la regulación. El mercado diario calculará un precio uniforme a través de un despacho ideal sin red y fijará las reconciliaciones comparando éste con un despacho programado con red. El mercado intradiario será 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, un elemento muy peculiar de la regulación colombiana, genera una complejidad añadida. En cada sesión del mercado, los agentes pueden encontrarse en uno de los cuatro estados definidos en la sección 2.1: generación en mérito, generación fuera de mérito, 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.

La sección 3.1.2 se ha dedicado a estudiar cómo liquidar estos cambios de estado. Hay que subrayar que la actual separación entre la capa comercial y la capa operativa introduce unas ineficiencias en el mercado actual que pueden verse exacerbadas con el nuevo diseño de mercado. Las liquidaciones que finalmente se definan para estos cambios de estado tendrán que intentar respetar, siempre que sea posible, los compromisos vinculantes y considerar que cada agente estará dispuesto a cambiar ese compromiso sólo si su ganancia aumenta con el cambio.

La última sesión del mercado intradiario en la que se puede cambiar la posición comercial para ciertas horas representa el llamado *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 a través de los servicios

complementarios. Los sobrecostos que estas gestiones ocasionen en el tiempo real tendrán que ser asignados de manera económicamente 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, serán objeto del proyecto sobre servicios complementarios que se está desarrollando paralelamente a este estudio.

Un elemento esencial que va a definir la secuencia de mercados es el cronograma que regule el mercado diario y el mercado intradiario. Como se ha analizado en la sección 3.1.6, existen limitaciones computacionales que derivan de la necesidad de repetir el proceso de despacho y casación, una operación que, según las conversaciones mantenidas con el operador del sistema, puede ocupar entre tres y cuatro horas. Además, existe otra limitación relacionada con el cronograma del despacho programado actual, que, por la necesidad de correr dos despachos adicionales para el comercio transfronterizo, lleva a un intervalo de más de siete horas entre la presentación de las ofertas para el día siguiente (8:00) y la publicación del despacho económico programado (15:05).

La Figura 35 y la Figura 36 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 35 presenta un cronograma con dos subastas intradiarias y la Figura 36 con cinco subastas intradiarias.



Figura 35. Cronograma del despacho económico programado original y 1+1 sesiones intradiarias

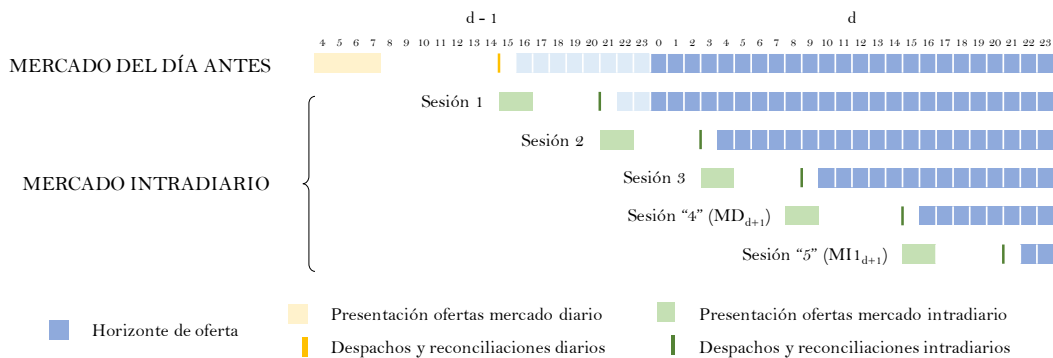


Figura 36. Cronograma del despacho económico programado original y 3+2 sesiones intradiarias

Si fuera posible, en cambio, modificar el cronograma actual del despacho económico programado, se podrían encontrar soluciones intermedias, como la que se presenta, como ejemplo, en la Figura 37.



Figura 37. Cronograma del despacho económico modificado y original y 1+2 sesiones intradiarias

En las secciones 3.1.4 y 3.1.5, también se ha analizado cómo podrían participar en el nuevo mercado las plantas menores no despachadas centralmente y la demanda, dos temas cuya solución excede el alcance de este proyecto, pero que requieren especial atención para diseñar un esquema de mercado que permita gestionar los desafíos a los que se enfrentará el sistema eléctrico colombiano en las próximas décadas.

La introducción de esta secuencia de mercado también requerirá unos cambios regulatorios en otros ámbitos de la regulación colombiana. Los contratos bilaterales, que cubren la gran mayoría de las transacciones económicas, tendrán que especificar el mercado de referencia para su liquidación. Esta decisión puede ser dejada a los agentes del mercado de largo plazo o puede ser definida de manera centralizada por el Regulador. Las obligaciones de energía firme, que hoy en día se activan cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, tendrán que ligarse a un mercado de referencia. Con las condiciones de escasez actuales, se recomienda que el mercado de referencia para el cargo por confiabilidad sea el mercado diario, aunque este elemento de diseño tendrá que estar sujeto a revisión si el Regulador espera un cambio en las condiciones de escasez en el futuro. El sector del gas natural no cuenta con un mercado con suficiente liquidez en el horizonte intradiario y de momento no se puede establecer una coordinación explícita. En este contexto, se recomienda establecer esta coordinación en caso de reformarse el mercado de gas y de crear un mercado secundario centralizado.



## 5. Referencias

- 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”.
- 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, 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 1 - Casuística avanzada sobre reconciliaciones negativas

En la sección 3.1.2.2, se menciona cómo el cambio de estado de generación en mérito a generación en reconciliación negativa puede tener especial relevancia por la complejidad de sus liquidaciones y por las señales que éstas pueden dar a los agentes involucrados. En la misma sección, se identificaba como una posible causa de este cambio de estado 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. Este anexo presenta un caso ejemplo basado en esta situación y tiene como objetivo evidenciar los problemas que pueden surgir de la implementación de ciertas liquidaciones.

La Figura 38 presenta un sistema de dos nudos. En el primer nudo sólo se encuentran dos generadores, ambos baratos. El generador  $G_1$  puede representar una central térmica con bajos costes variables y el generador  $G_2$  una central eólica. Toda la demanda se encuentra en el segundo nudo, al que también están conectados dos generadores,  $G_3$  y  $G_4$ , con la misma capacidad instalada, pero con diferentes ofertas económicas, ambas superiores a las de los generadores ubicados en el primer nudo, que pueden representar centrales térmicas con altos costes variables. La interconexión entre los dos nudos presenta una capacidad limitada. La Figura 38 también presenta el despacho con red de estos sistemas y los precios nodales que este despacho produciría. Los precios nodales se calculan para tener una referencia de una liquidación eficiente entre diferentes sesiones de mercado. La Figura 39, en cambio, presenta el despacho ideal y las reconciliaciones para el mismo sistema, mientras que la Tabla v muestra cuáles serían las liquidaciones en cada sesión.

En la primera sesión del mercado (sesión  $i$ , gráfica de arriba en las dos figuras), la generación eólica en el primer nudo tiene una previsión de disponibilidad nula. En esta situación, la demanda en el nudo dos es cubierta por la generación barata en el nudo uno y por parte de la generación cara en el nudo dos; la interconexión no se congestiona y, de calcularse precios nodales, éstos serían iguales en los dos nudos (Figura 38). Si se calculara un precio uniforme a través de un despacho ideal, éste sería igual a estos precios nodales y, al no haber restricciones de red, no habría reconciliaciones (Figura 39).

En la segunda sesión del mercado (sesión  $i+1$ , gráficas de abajo en las dos figuras), se presentan tres situaciones diferentes,  $i+1(a)$ ,  $i+1(b)$  y  $i+1(c)$ , que se analizan a continuación. En la sesión  $i+1(a)$ , cambia la previsión sobre la disponibilidad de la central eólica  $G_2$ . Esta planta, al ser más barata, desplaza por completo la central  $G_1$  y satura la interconexión. En el nudo dos, el generador  $G_3$  baja ligeramente su producción por el aumento de las importaciones del nudo uno y toda la demanda es suministrada. En esta sesión, si se calcularan precios nodales, estos serían diferentes a los dos lados de la congestión de red. En el nudo uno, el coste marginal es el de la central  $G_2$ , mientras que, en el nudo dos, es el de la central  $G_3$  (Figura 38). En cambio, el precio uniforme calculado a través del despacho ideal sería igual al precio del nudo dos, es decir, el coste

marginal de la central  $G_3$ . En esta sesión, se activan restricciones técnicas y eso da lugar a reconciliaciones negativas y positivas, como se observa en la Figura 39.

Las primeras dos columnas de la Tabla v muestran las liquidaciones de las dos sesiones de mercado,  $i$  y  $i+1(a)$ , y el resultado acumulado para cada generador; la parte de arriba presenta las liquidaciones con el precio uniforme más las reconciliaciones, mientras que la parte de abajo muestra las liquidaciones con precios nodales. Si se centra la atención en el nudo uno, en la primera sesión, el generador  $G_1$  obtiene un compromiso vinculante (una cantidad de 300 a un precio de 50, se omiten las unidades de medida por simplicidad). Este compromiso será el mismo tanto con precios nodales como con precio uniforme. En la segunda sesión, la producción del generador  $G_1$  es totalmente desplazada por el generador  $G_2$ . Esto hace bajar el precio nodal en el nudo uno, de 50 a 10, pero no el precio uniforme, que sigue siendo 50. Si se liquida usando los precios nodales, el generador  $G_1$  vende en la primera sesión a 50 y “compra” en la segunda sesión a 10, obteniendo una ganancia. Sin embargo, si se liquida usando el precio uniforme más las reconciliaciones, el precio es el mismo en las dos sesiones y el compromiso vinculante adquirido por el generador  $G_1$  en la primera sesión se “deshace” sin ninguna remuneración asociada. Liquidar con precios nodales o con precio uniforme también afecta significativamente el resultado económico del generador  $G_2$ , que en un caso vende su producción a 10 y en el otro a 50. Otra diferencia entre los dos mecanismos de precio es que la aplicación de precios nodales conlleva la aparición de rentas de congestión.

Si se analiza este caso teniendo en cuenta el actual diseño del mercado colombiano, en el que el mercado se casa *ex-post* con las últimas informaciones disponibles, puede parecer aceptable que el generador  $G_1$  no obtenga ninguna ganancia. Sin embargo, si se introduce una secuencia de mercados, es esencial crear compromisos vinculantes que tengan una remuneración asociada. El generador  $G_1$  adquiere en la primera sesión un compromiso a 50, aunque su oferta fuera de 30. Su posición comercial implica entonces una ganancia igual a 20 por cada unidad vendida. Si, en la segunda sesión, el generador  $G_1$  está obligado a “vender” su compromiso al mismo precio, porque el precio uniforme no ha cambiado (aunque sí lo ha hecho el precio en su nudo), perderá una posición comercial que tenía una ganancia asociada sin tener ninguna responsabilidad en esta pérdida. La ineficiencia se evidencia aplicando los precios nodales; en este caso, el generador  $G_1$  sólo está dispuesto a cambiar su posición comercial si puede aumentar la ganancia con respecto a compromiso ya adquirido.

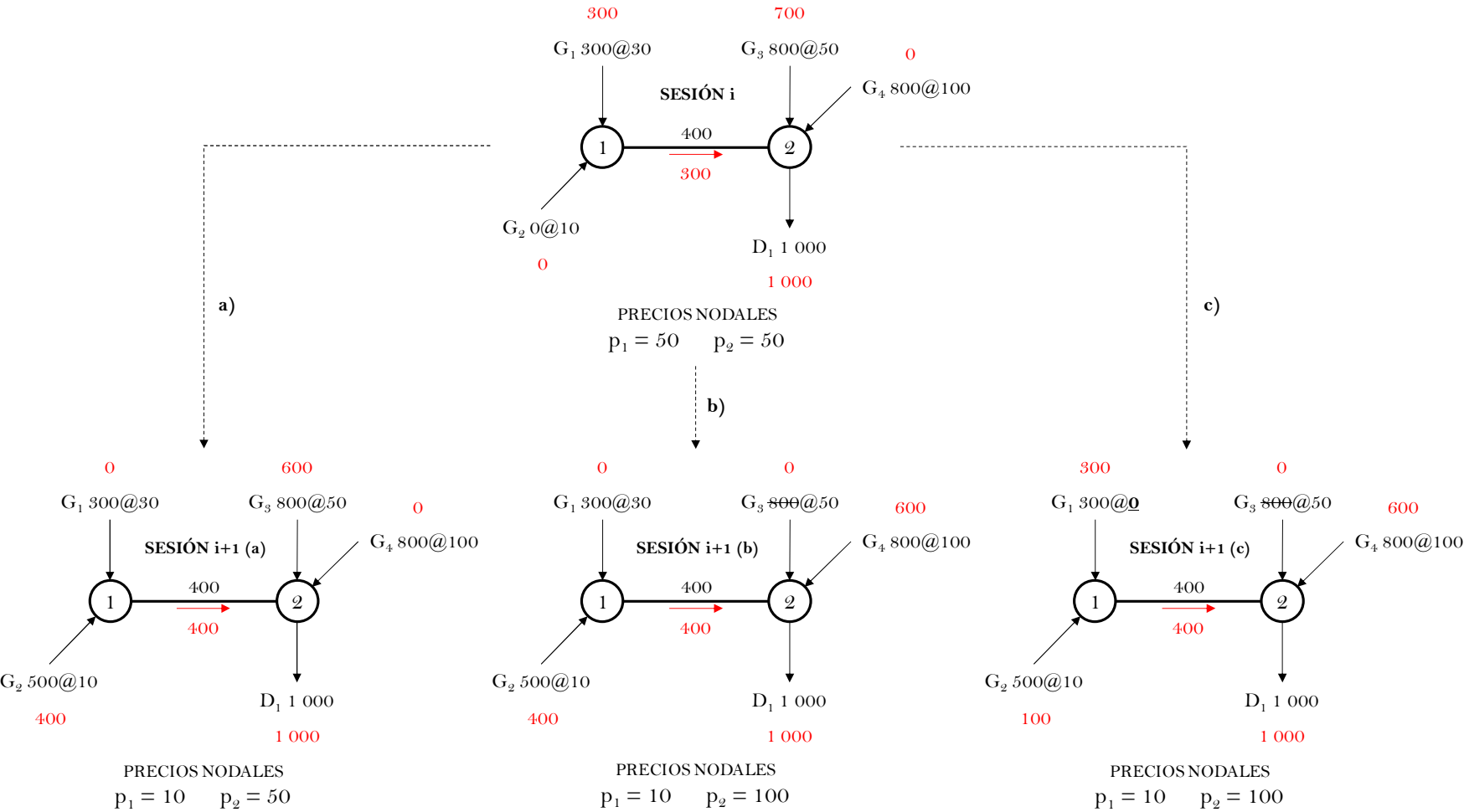


Figura 38. Despachos y precios nodales en un sistema de dos nudos en dos diferentes sesiones de mercado

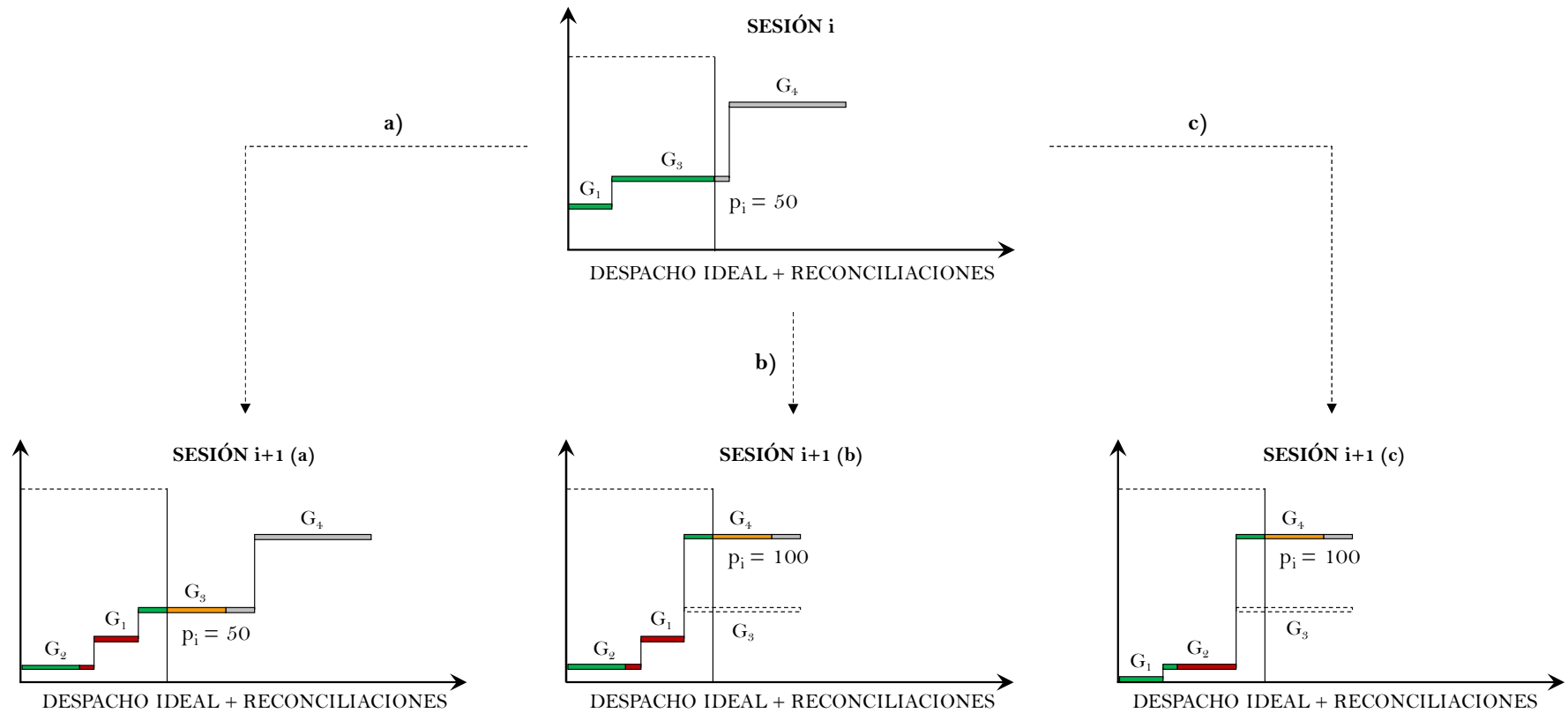


Figura 39. Despachos ideales y reconciliaciones en un sistema de dos nudos en dos diferentes sesiones de mercado

Tabla v. Liquidaciones en las diferentes sesiones considerando un precio uniforme y precios nodales

	Sesión i		Sesión i+1 (a)			Sesión i+1 (b)			Sesión i+1 (c)		
	Liquidación despacho ideal + reconciliaciones										
G <sub>1</sub>	300·50	15 000	(0-300)·50	-15 000	0	(0-300)·100	-30 000	-15 000	(300-300)·100	0	15 000
G <sub>2</sub>	0	0	(400-0)·50	20 000	20 000	(400-0)·100	40 000	40 000	(100-0)·100	10 000	10 000
			(0-0)·50			(0-0)·100			(0-0)·100		
G <sub>3</sub>	700·50	35 000	(200-200)·50	-5 000	30 000	(0-700)·100	-70 000	-35 000	(0-700)·100	-70 000	-35 000
			(400-400)·50								
			(0-100)·50								
G <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	(200-0)·100	60 000	60 000	(200-0)·100	60 000	60 000
						(400-0)·100			(400-0)·100		
						(0-0)·100			(0-0)·100		
D <sub>1</sub>	-1 000·50	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000
	Liquidación con precios nodales										
G <sub>1</sub>	300·50	15 000	(0-300)·10	-3 000	12 000	(0-300)·10	-3 000	12 000	(300-300)·10	0	15 000
G <sub>2</sub>	0	0	(400-0)·10	4 000	4 000	(400-0)·10	4 000	4 000	(100-0)·10	1 000	1 000
G <sub>3</sub>	700·50	35 000	(600-700)·50	-5 000	30 000	(0-700)·100	-70 000	-35 000	(0-700)·100	-70 000	-35 000
G <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	(600-0)·100	60 000	60 000	(600-0)·100	60 000	60 000
D <sub>1</sub>	-1 000·50	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000	(-1 000+1 000)·50	0	-50 000
RC	300·(50-50)	0	(400-300)·(50-10)	4 000	4 000	(400-300)·(100-10)	9 000	9 000	(400-300)·(100-10)	9 000	9 000



En la sesión  $i+1(b)$ , también crece la disponibilidad eólica en el nudo uno, provocando el mismo desplazamiento de la producción del generador  $G_1$ , pero, al mismo tiempo, se produce un cambio de disponibilidad en el nudo dos, donde el generador  $G_3$  sufre un fallo en su central y su producción tiene que ser reemplazada por el generador  $G_4$ , que es mucho más caro. El precio nodal en el nudo uno es igual al coste marginal de la central  $G_2$ , mientras que en el nudo dos pasa a ser el coste marginal de la central  $G_4$  (Figura 38). También el precio uniforme cambia y pasa a ser el coste marginal de la central  $G_4$  (Figura 39).

En este caso, la diferencia entre liquidar con precios nodales o con precio uniforme se hace aún más grande (tercera columna en la Tabla v). Si se aplican precios nodales, en el nudo uno, las liquidaciones son las mismas que en la sesión  $i+1(a)$ ; el generador  $G_1$  vende en la primera sesión a 50 y “compra” en la segunda sesión a 10, obteniendo una ganancia de 40. En el nudo dos, el generador  $G_3$  sufre una pérdida económica por su indisponibilidad, porque vende en la primera sesión a 50 y tiene que “comprar” en la segunda sesión a 100. En cambio, si se aplican un precio uniforme con reconciliaciones, el generador  $G_1$  no sólo perderá su compromiso, que, como se ha analizado, tenía una ganancia asociada, sino que incurrirá en una pérdida, porque vende en la primera sesión a 50 y tiene que “comprar” en la segunda sesión a 100. De alguna manera, sufre la misma pérdida que el generador  $G_3$ ; sin embargo, éste sufre un fallo en su central y la pérdida deriva de una responsabilidad sobre la confiabilidad de su central, mientras que el generador  $G_1$  incurre en una pérdida sin tener ninguna responsabilidad. De nuevo, esta situación no ocurriría en un mecanismo de precios nodales.

Si el generador  $G_1$  es consciente del riesgo de perder su posición comercial con ganancia asociada o, incluso, de incurrir en una pérdida económica relacionada con su compromiso vinculante, es posible que actúe estratégicamente para evitar esta situación. En la sesión  $i+1(c)$ , se refleja esta posibilidad. El generador  $G_1$ , una vez adquirido el compromiso vinculante en la sesión  $i$ , cambia su oferta en la sesión  $i+1(c)$  para no perderlo, bajándola de 30 a 0. El generador  $G_1$  seguirá entonces produciendo la misma cantidad y el generador  $G_2$  sólo podrá producir hasta congestionar la línea (Figura 38). En el nudo dos, la situación será la misma que en la sesión  $i+1(b)$ ; también los precios nodales y el precio uniforme se mantienen iguales al caso anterior (Figura 39). De esta manera, el generador  $G_1$  logra mantener su compromiso vinculante en la segunda sesión y no incurre en pérdidas. Sin embargo, hay que notar que haciendo esto tiene una ganancia de 20 por la posición comercial adquirida en la primera sesión; si se aplicaran precios nodales, esta ganancia sería menor de la que podría obtener no produciendo y comprando energía del generador  $G_2$  ( $50 - 10 = 40$ ). Este cambio de oferta estratégico por parte del generador  $G_1$ , aunque comprensible desde el punto de vista individual, supone una ineficiencia para el sistema y debería ser evitada.

Las ineficiencias evidenciadas en este anexo no dependen tanto del nuevo diseño de mercado, sino que están intrínsecamente ligadas a la separación entre la capa comercial y la capa operativa que caracteriza el sistema colombiano. El precio uniforme es un precio ficticio que, en algunas condiciones, no logra reflejar los cambios en los costes de suministro. No existe una solución óptima que iguale la eficiencia obtenible con un sistema de casación nodal y las reglas que se pueden instituir para reducir estas ineficiencias sólo pueden conseguir su objetivo parcialmente.