2021

ANÁLISIS DE IMPACTOS DEL MERCADO VINCULANTE Y EL MERCADO INTRADIARIO PARA LAS FNCER



Informe Final - PHC-185-21

Diciembre de 2021

www.phc.com.co

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

Control de revisiones.

Revisión No.	Aspecto revisado	Elaboró	Revisó	Fecha
0	Unificación Informe Final	FA JLL	PC	2O/12/2021
1	Revisión Final 1	SC	PC	22/12/2021
2	Revisión Final 2	SC	PC	23/12/2021

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Contenido

1 Objetivo y alcance 1
1.1 Objetivo 2
1.2 Alcance 2
2 Referenciamiento Mercado Ibérico de Electricidad 3
2.1 Introducción 4
2.2 Aspectos Generales 4
2.3 Mercado Diario 6
2.3.1 Presentación de Ofertas 7
2.3.2 Proceso de Casación de Ofertas 8
2.3.3 Envío del resultado de la casación a los Operadores del Sistema 9
2.3.4 Liquidación del mercado diario 9
2.4 Mercado Intradiario de Subastas 9
2.4.1 Presentación de Ofertas 11
2.4.2 Procesos de Casación y Resultados 13
2.4.3 Envío del resultado de la Casación a los Operadores del Sistema 13
2.4.4 Liquidación de las subastas del mercado intradiario 14
2.5 Mercado Intradiario Continuo 14
2.6 Programación de la generación 15
2.7 Restricciones Técnicas 16
2.8 Reserva para la regulación frecuencia-potencia 17
2.8.1 Reserva de Regulación Primaria 17
2.8.2 Reserva de Regulación Secundaria 17
2.8.3 Reserva de Regulación Terciaria 19
2.9 Cifras de los Mercados del MIBEL 20
2.9.1 Mercado Diario 20
2.9.2 Mercado Intradiario 24
2.10 Comentarios 28
3 Análisis Estudios previos desarrollados en Colombia 29
3.1 Propuesta Universidad de Comillas 30

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

3.2 Propuesta Consorcio PSR-DI-AVANTE 34
3.3 Propuesta Estudio PHC-PSR 37
3.3.1 Mercado del día anterior (Day Ahead D-1) 38
3.3.2 Mercado Intradiario 40
3.3.3 Mecanismo de Balance 42
3.3.4 Liquidación otros conceptos del mercado 43
3.3.5 Aspectos relevantes de la propuesta PHC-PSR 43
4 Simulaciones SDDP 45
4.1 Supuestos para la modelación 46
4.1.1 Proyección de demanda 46
4.1.2 Suministro de combustibles 49
4.1.3 Plan de expansión en generación 50
4.2 Resultados de la simulación 51
5 Análisis de fuentes de energía primaria para generación renovable 56
5.1 Metodología utilizada para obtener los pronósticos 57
5.2 Fuente de información 58
5.3 Resumen información de entrada 60
5.4 Resultados 61
5.5 Estimación de la generación esperada 63
6 Modelado de mercados intradiarios 65
6.1 Metodología para la simulación del mercado vinculante y mercados intradiarios 66
6.2 Variables del modelo 67
6.2.1 Generación oferta de los recursos (disponibilidad y precio) 67
6.2.2 Red modelada 69
6.2.3 Demanda 69
6.2.4 Requerimientos de reserva 69
6.2.5 Disponibilidad y precio de la reserva 70
6.3 Modelo co-optimizado de energía y reserva 70
6.3.1 Función objetivo 70
6.3.2 Restricciones 71
7 Liquidación 74
7.1 Liquidación del día anterior 75

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

7.2 Liquidación sesiones intradiarias 75
7.3 Mecanismo de balance 76
8 Análisis de resultados 77
8.1 Casos analizados 78
8.2 Resultados Despacho del día anterior 78
8.3 Mercado intradiario 81
8.4 Mecanismo de balance 85
8.4.1 Liquidación de la energía 86
8.4.2 Liquidación de las desviaciones 89
8.4.3 Ingresos netos 91
8.5 Sensibilidades 95
8.5.1 Sensibilidad a la remuneración de las desviaciones positivas 95
8.5.2 Sensibilidad a la variación del precio de la reserva 96
8.5.3 Sensibilidad a la declaración de disponibilidad en el DFV 97
9 Conclusiones y recomendaciones 100
9.1 Conclusiones 101
9.2 Recomendaciones 104
10 Bibliografía 107
11 Anexos 109
11.1 ANEXO 1. Costos de desviaciones Resolución CREG 060 de 2019 110
11.2 ANEXO 2. Archivos de resultados 113
11.2.1 Estructura general 113
11.2.2 Archivo Payment 113
11.2.3 Archivo Tracking 114
11.2.4 Archivo Demand 115
11.2.5 Archivo Hydro_disp, Thermal_disp, Small conv y Renew disp 115
11.2.6 Archivo Network 115
11.2.7 Archivo Results_ideal y Resultes_net 115

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Lista de figuras

Figura 1. Secuencia de Tiempo de los mercados y procesos del MIBEL 6

Figura 2. Distribución de horarios por sesión (Fuente OMIE: www.omie.es)..... 11

Figura 3. Precio máximo, mínimo y medio aritmético en el mercado diario España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es) 21

Figura 4. Precio medio aritmético diario del año (2019 y 2020) – España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es) 22

Figura 5. Energía negociada en el Mercado Diario y por contratos (2019 y 2020) (Fuente OMIE: www.omie.es) 22

Figura 6. Energía por tecnologías en el Programa Diario Base de Funcionamiento España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)..... 23

Figura 7. Precio máximo, mínimo y medio aritmético en el mercado intradiario España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)..... 24

Figura 8. Energía mensual por sesión en el mercado intradiario de subastas España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)..... 25

Figura 9. Energía negociada en el mercado intradiario por tecnología España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es) 27

Figura 10. Esquema general de propuesta de secuencia del mercado (Fuente CREG) 31

Figura 11. Cambios de estados posibles entre diferentes sesiones del mercado (Fuente CREG) 32

Figura 12. Liquidaciones para diferentes cambios de estado ((Fuente CREG) 33

Figura 13. Esquema general propuesta PSR-DI-AVANTE (Fuente CREG) 36

Figura 14. Esquema general propuesta de integración PHC-PSR..... 38

Figura 15. Actividades en el mercado del día anterior 39

Figura 16. Liquidaciones en el mercado del día anterior 40

Figura 17. Actividades en el mercado intradiario 41

Figura 18. Liquidaciones en el mercado intradiario..... 41

Figura 19. Definición de estados..... 42

Figura 20. Liquidaciones para diferentes cambios de estados 42

Figura 21. Liquidaciones en el mercado de balance 43

Figura 22. Demanda y PIB históricos..... 47

Figura 23. Proyección de Demanda..... 49

Figura 24. Comparación precios de combustibles 50

Figura 25. Evolución del parque generador (MW)..... 50

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Figura 26. Evolución de la matriz energética. 51
Figura 27. Valor del agua. 53
Figura 28. Costo de operación térmico. 53
Figura 29. Representación gráfica de una serie de tiempo 57
Figura 30. Pronóstico de la velocidad del viento en *t+1* 58
Figura 31. Proyectos adjudicados en subastas fuente XM 59
Figura 32. Comparación radiación solar por área 17-18 de enero de 2017 60
Figura 33. Predicción velocidad de viento t-2 y t-1 enero 2017 61
Figura 34. Predicción velocidad de viento t-2 y t-1 julio 2017 61
Figura 35. Predicción radiación solar t-2 y t-1 enero 2017 62
Figura 36. Predicción radiación solar t-2 y t-1 julio 2017 62
Figura 37. Pronósticos t-1 eólico y solar con error estándar 62
Figura 38. Generación eólica esperada 63
Figura 39. Generación solar esperada año 64
Figura 40. Modelo conceptual integrado del mercado 66
Figura 41. Representación de la Red 69
Figura 42. Liquidación del día anterior 75
Figura 43. Liquidación Sesiones intradiarias 75
Figura 44. Liquidación Mecanismo de balance 76
Figura 45. Energía diaria despachada 79
Figura 46. Promedio de precios energía y reserva 80
Figura 47. Evolución disponibilidad plantas solares y eólicas 82
Figura 48. Despacho plantas solares y eólicas 83
Figura 49. MPO día anterior y de las sesiones intradiarias 84
Figura 50. MPO día anterior y consolidado de las sesiones intradiarias 84
Figura 51. Máximo Precio de Oferta (MPO) - Año 2024 85
Figura 52. Comparación Despacho y Generación real plantas solares y eólicas 86
Figura 53. Ingresos por energía plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología media 87
Figura 54. Ingresos por energía plantas solares y eólicas – Año 2024 88
Figura 55. Costo de desviaciones plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología media 89
Figura 56. Costo de desviaciones plantas solares y eólicas – Año 2024 90
Figura 57. Ingresos netos plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología Media 92

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Figura 58. Ingreso neto anual plantas solares y eólicas - Año 2024 93
Figura 59. Desviaciones por tecnología - Año 2024 y 2025 – Hidrología media 94
Figura 60. Ingresos netos plantas solares y eólicas variando el reconocimiento de las desviaciones positivas - Año 2024 96
Figura 61. Ingresos netos plantas solares variando el precio de la reserva - Año 2024 97
Figura 62. MPO variando la disponibilidad 99
Figura 63. Tolerancia de desviación diaria del programa de generación de despacho económico 110
Figura 64. Tolerancia a la desviación del programa de generación del redespacho 111

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Lista de tablas

Tabla 1. Proyección de demanda UPME junio 2021 48
Tabla 2.Componentes de la Proyección de demanda UPME 48
Tabla 3.Generación sin Red 51
Tabla 4. Generación con Red 52
Tabla 5. Capacidad instalada por tipo de combustible 54
Tabla 6 Variables hojas sesiones payment 113
Tabla 7 Variables mecanismo de balance 113
Tabla 8 Variables de las plantas 115
Tabla 9 Variables archivo red eléctrica 115
Tabla 10 Variables archivo resultados 116

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

1 Objetivo y alcance

1.1 Objetivo

El objetivo general de este estudio es hacer un análisis de los impactos que las propuestas de mercado vinculante y mercado intradiario que ha hecho la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), tienen sobre la adecuada penetración de las FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) en Colombia

Los objetivos específicos del estudio son:

- Analizar esquemas de mercados vinculantes o mercados "Day Ahead" en otros países y sus impactos sobre las FNCER
- Analizar los estudios y propuestas que sobre el desarrollo de estos mercados se han hecho en Colombia
- Identificar los impactos positivos y negativos que pueden tener estos mecanismos para las FNCER en el país
- Proponer aspectos que pueden mejorar las propuestas existentes, de cara a una mejor inserción de las FNCER en el mercado eléctrico colombiano

1.2 Alcance

El presente documento corresponde al Informe Final y contiene los tres informes anteriores entregados a lo largo de la asesoría y adicionalmente contiene el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones del despacho del día anterior (Despacho Vinculante y Despacho de Precio), las sesiones del mercado intradiario, el mercado de servicios auxiliares y el mercado de balance. También se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Este informe se encuentra organizado en los siguientes capítulos. En el Capítulo 2 se presenta el referenciamiento con el mercado Ibérico de electricidad, en el capítulo 3 se presenta el análisis de los estudios previos realizados en Colombia, en el capítulo 4 se presentan los supuestos y resultados de la modelación con el SDDP, en el Capítulo 5, se presenta el análisis de las fuentes primarias de generación y el método de pronóstico utilizado, en el capítulo 6 se presenta la modelación de los mercados intradiarios, en el capítulo 7 se presenta la liquidación de los mercados intradiarios, en el capítulo 8 se presenta el análisis de los resultados y en el capítulo 9 se presentan las conclusiones y recomendaciones encontradas en el estudio .

2 Referenciamiento Mercado Ibérico de Electricidad

2.1 Introducción

Teniendo en cuenta que los estudios previos contratados por la CREG han considerado como uno de los mercados de referencia el Mercado Ibérico, en este capítulo, se desarrolla el referenciamiento detallado de todos los aspectos de este mercado.

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) está conformado por España y Portugal, más las interconexiones España-Portugal, España-Francia, España-Marruecos y España-Andorra.

La Resolución 15049 del 10 de octubre de 2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de algunos procedimientos operativos del MIBEL. Posteriormente, la Resolución 16964 del 10 de diciembre de 2020 ajusta y adopta entre otros, los siguientes procedimientos operativos: Proceso de programación (P.O. 3.1), Restricciones técnicas (P.O. 3.2), Regulación secundaria (P.O. 7.2), Regulación terciaria (P.O. 7.3). Así mismo, la Resolución 9171 del 20 de mayo de 2021 ajusta el procedimiento de Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema (P.O. 14.4).

A continuación, se presentan los aspectos más relevantes del MIBEL considerando lo establecido en las nomas mencionadas anteriormente y adicionalmente los documentos “Funcionamiento del Mercado Diario” y “Detalle del Funcionamiento del Mercado Intradiario” publicados por el OMI-Polo Español S.A. (OMIE) que es el operador del MIBEL.

2.2 Aspectos Generales[1]

El mercado de generación de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercados intradiarios, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados. En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), ó 23, ó 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo. Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD). Los mercados de servicios de ajuste incluyen todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los operadores del sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

OMI-Polo Español S.A. (OMIE) es el operador del MIBEL designado para la gestión de los mercados diario e intradiarios. Le corresponde recibir las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones del mercado diario y de los mercados intradiarios. Le corresponde asimismo al operador del mercado recibir de

[1] Tomado de los Capítulo Primero y Segundo de la Resolución 15049 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

los operadores del sistema la información de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado.

Pueden ser agentes del mercado los siguientes:

- Productores de energía eléctrica: personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.
- Comercializadores: sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.
- Consumidores directos en mercado: consumidores que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción.
- Representantes: agentes que actúan en representación de cualquiera de los anteriores.

La participación de los vendedores y compradores en el mercado diario e intradiario exige su adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Una vez suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado debe prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como participante en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en las reglas del mercado. La falta de garantías suficientes para avalar una oferta de compra impedirá la aceptación de esa oferta del agente.

El precio de la electricidad se negocia en el mercado diario mayorista cada día, también conocido como Pool y operado por OMIE. En dicho mercado se fija un precio para cada hora del día siguiente, en base a la casación mediante unas reglas de mercado de las ofertas lanzadas al mercado por generadores (ofertas de venta) y agentes mayoristas o comercializadores (ofertas de compra).

Sin embargo, una vez fijados estos precios de la electricidad para las 24 horas del día siguiente, sigue siendo necesario un mercado en el que los agentes puedan negociar posiciones de compra y venta de energía.

Por ello existen dos tipos de mercados intermedios en los que se negocia energía en dicho período de tiempo comprendido entre cierre del mercado diario y el consumo real del cliente: el mercado intradiario gestionado por el operador de mercado ibérico de electricidad y el mercado de restricciones técnicas y ajustes, gestionado por el operador del sistema.

La participación en los distintos mercados se realiza a través de un sistema informático que utiliza internet, el cual facilita la participación simultánea de un gran número de agentes y la gestión de una elevada cantidad de ofertas de compra y venta de electricidad en un lapso reducido de tiempo, así como la elaboración de las liquidaciones económicas correspondientes.

En la Figura 1 se muestra la secuencia temporal de los mercados y los procesos que se ejecutan en la operación de los mismos.

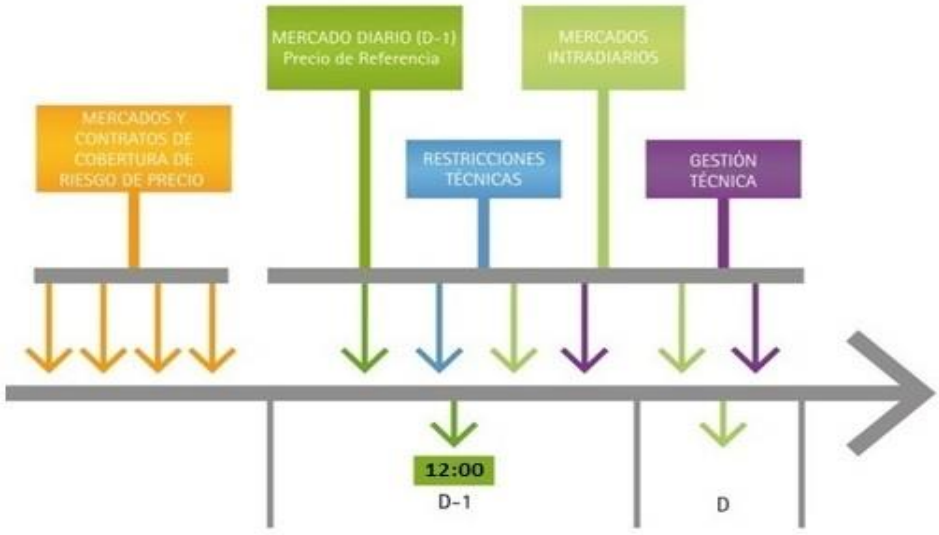


Figura 1. Secuencia de Tiempo de los mercados y procesos del MIBEL

2.3 Mercado Diario[2]

El mercado diario, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Son vendedores en el mercado diario:

a) Los titulares de unidades de generación inscritas en el registro administrativo de instalaciones de generación de energía eléctrica;

b) Los comercializadores que vendan en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea cuya participación como vendedores en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica esté autorizada;

c) Los comercializadores y consumidores directos que hayan realizado un contrato de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad.

d) Los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear,

e) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

[2] Tomado de los Capítulos Segundo y Sexto de la Resolución 15049 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del documento "Funcionamiento del Mercado Diario" publicado por el OMIE en su página web: www.omie.es

Todas las unidades de generación a las que se refiere el literal a) que estén disponibles y que no sean parte de un contrato bilateral físico, tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario por el resto de energía no comprometida en el contrato bilateral físico.

Son compradores en el mercado diario:

a) Los comercializadores, consumidores directos en el mercado, que estén autorizados a comprar. Igualmente son compradores las instalaciones de producción de energía eléctrica que estén autorizadas a comprar y estén inscritas en el registro correspondiente.

b) Los comercializadores podrán presentar ofertas de compra de energía eléctrica.

c) Los comercializadores que compren en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea podrán participar como compradores según su autorización ministerial.

d) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Las ofertas de estos se presentan al operador del mercado, y son incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario de programación, correspondiente al día siguiente del día de cierre de la recepción de ofertas para la sesión.

El mercado diario se estructura en una sola sesión para cada horizonte diario. Los periodos de programación son horarios, y el horizonte diario se compone de 24 periodos de programación consecutivos.

2.3.1 Presentación de Ofertas

Todos los días del año, a las 12:00, se lleva a cabo la sesión del mercado diario en la que se fijan los precios y energías de la electricidad en toda Europa para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda.

Los agentes compradores y vendedores que se encuentren en España o en Portugal presentan sus ofertas al mercado diario a través de OMIE.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas debido a su contenido.

Son ofertas simples las ofertas de compra o venta de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, y unidad de venta o adquisición, de la que sean responsables con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo este creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación.

Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- **Condición de Indivisibilidad:** establece que, si un tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea, por toda la energía ofertada y no por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la aplicación de las reglas de reparto. Los vendedores solo pueden incorporar a la oferta de venta de energía por cada unidad de venta la condición de indivisibilidad para el primer tramo de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada periodo de programación. Los vendedores solo pueden incorporar la condición de indivisibilidad en aquellas ofertas que no declaren ninguna otra condición compleja.
- **Condición de Ingresos mínimos**: permite incluir como condición en las ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación. Los ingresos mínimos requeridos se expresan como una cantidad fija más una cantidad variable por cada MWh casado.
- **Condición de parada programada**: permite que en el caso de que las ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, estas puedan ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo, desde el primer periodo de programación hasta como máximo el tercer periodo de programación del horizonte diario. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.
- **Condición de Gradiente de carga**: consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja de esta, entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición se expresa en MW/h, y el resultado de su aplicación está limitado por la capacidad máxima disponible horaria de producción de dicha unidad de venta.

2.3.2 Proceso de Casación de Ofertas

El algoritmo de casación busca la optimización del excedente económico, que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal resultante y el precio de oferta de venta casado.

El algoritmo considera en cada mercado las condiciones de bloque o condiciones complejas específicas de dicho mercado.

El resultado está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En este sentido el flujo neto entre zonas de oferta (flujo entre España y Portugal, entre España y Francia, y entre España y Marruecos), estarán limitadas a la capacidad disponible para el mercado comunicada por los operadores del sistema correspondientes.

El algoritmo trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta.

Una vez realizado el proceso de casación quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja. En este proceso se genera el Programa Diario Base de Casación (PDBC). La Renta de Congestión solamente se activa cuando se copan los límites de las interconexiones España-Portugal.

2.3.3 Envío del resultado de la casación a los Operadores del Sistema

Los resultados del proceso de casación se remiten al Operador del Sistema para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a la Programa Diario Viable Definitivo (PDVD).

2.3.4 Liquidación del mercado diario

El operador del mercado determina la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado diario de producción de energía eléctrica y en cada periodo de programación, por cada unidad de compra y de venta. Asimismo, el operador del mercado determinará la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en las distintas interconexiones del sistema eléctrico español.

Los vendedores que operen en el mercado diario perciben por cada unidad de venta y para cada periodo de programación una retribución que incorpora el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad.

Los compradores que operen en el mercado diario pagan por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación, el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre la unidad de compra.

2.4 Mercado Intradiario de Subastas[3]

El mercado intradiario de subastas se desarrolla con posterioridad a haberse fijado el PDVD y es una importante herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real. Estos mercados se estructuran actualmente en seis sesiones de subastas y un mercado continuo transfronterizo europeo y pueden presentar ofertas de venta y compra de energía eléctrica todos los agentes del mercado con las siguientes reglas:

[3] Tomado del Capítulo Octavo de la Resolución 15049 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del documento "Detalle de Funcionamiento del Mercado Intradiario" publicado por el OMIE en su página web: www.omie.es

a) Determinado un PDVD, se pueden realizar casaciones de sesiones de subastas del mercado intradiario para los periodos de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

b) Cada sesión de mercado intradiario puede tener como objeto uno o varios periodos de programación, siempre que éstos tengan PDVD viable publicado con antelación al cierre de dicha sesión.

c) Cada periodo de programación puede ser objeto de sesiones de subastas sucesivas de mercado intradiario.

d) No se pueden incluir en sesiones de subastas del mercado intradiario periodos de programación para los que no exista PDVD publicado.

e) Debe cumplirse con los plazos para la presentación de ofertas definido en la reglas del mercado.

Las subastas intradiarias suelen arrojar precios similares a los resultantes en el mercado diario y permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos (de compra y venta respectivamente) hasta cuatro horas antes del tiempo real

Las seis sesiones de subastas intradiarias tienen diferentes horizontes de programación y tienen los siguientes horarios límites posibles:

	SESIÓN 1º	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

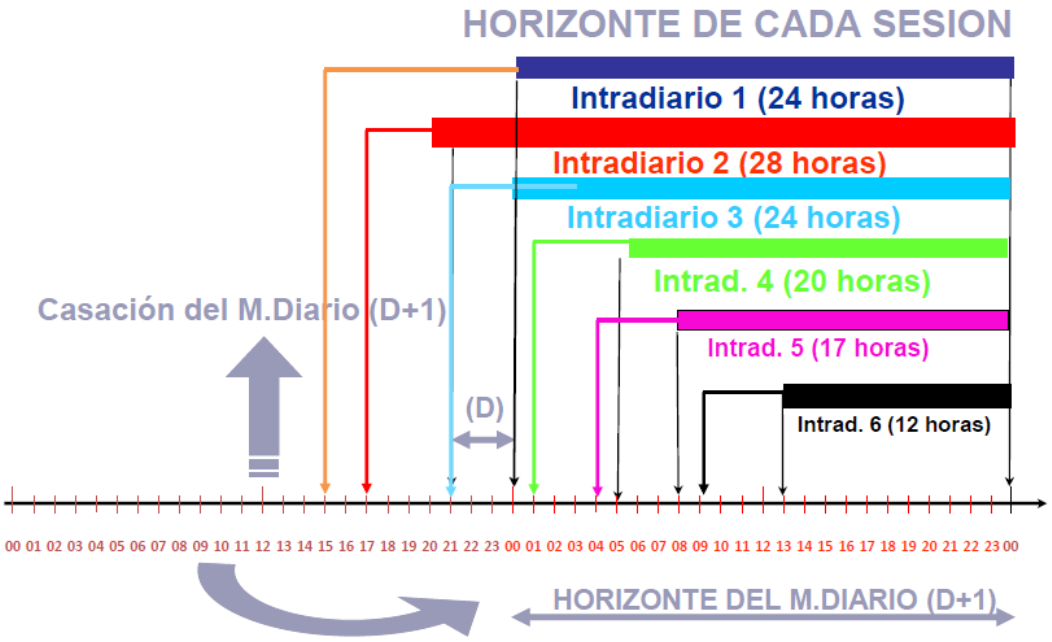


Figura 2. Distribución de horarios por sesión (Fuente OMIE: www.omie.es)

En todos los casos se publica el resultado de la subasta 7 minutos después del cierre de la sesión, y se publica el programa horario final del Operador del Sistema, teniendo en cuenta estas negociaciones, 1 hora y 20 minutos después del cierre de cada sesión.

2.4.1 Presentación de Ofertas

Las ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados intradiarios pueden ser simples o complejas en razón de su contenido.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta o compra de energía, de 1 a 5 tramos, que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de venta o de compra de la que sean titulares. Estas ofertas simples incluyen un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.

Las ofertas complejas son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se describen más adelante. Las limitaciones

derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario solo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

Para las ofertas del mercado intradiario de subastas debe cumplirse que la energía de venta ofertada en cada hora más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario no superen la energía máxima disponible de la unidad.

2.4.1.1 Condiciones complejas comunes a las ofertas de venta y compra

- **Condición de Gradiente de carga:** consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía comprada, entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición habrá de respetar la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de venta, o de la energía adquirida en cada uno de los periodos de programación.
- **Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta o compra:** Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de compra, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.
- **Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta o compra:** Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de compra, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.
- **Condición de número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta:** Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de compra, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en el horizonte de casación el tramo primero de su oferta durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.
- **Condición de energía máxima:** La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta (de compra o venta) para el horizonte de programación determina, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

Las ofertas de venta para cada sesión de mercado intradiario deben respetar las limitaciones unitarias correspondientes a la unidad de oferta puestas a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema al inicio de la sesión.

2.4.1.2 Condiciones complejas de las ofertas de venta

- **Condición de ingresos mínimos**: permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de generación no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, más una remuneración variable por cada MWh casado.

2.4.1.3 Condiciones complejas de las ofertas de compra

- **Condición de pagos máximos**: los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de venta o de compra, que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación, si produce como consecuencia de su aceptación unos pagos menores que el máximo, que se expresarán como una cantidad fija más una cantidad variable expresada por cada MWh casado.

2.4.2 Procesos de Casación y Resultados

El operador del mercado realiza la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, por medio del método de casación simple o compleja, según concurran ofertas simples o que incorporen condiciones complejas.

El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada oferta de compra y de venta, para cada periodo horario de programación.

El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añade la condición de gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Después mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de venta y compra casadas cumplen las condiciones complejas declaradas, siendo esta solución la primera solución final provisional.

Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna (España y Portugal) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

Tanto en el método de casación simple como en el complejo se asegurará que no sea casada ninguna oferta que implique el no cumplimiento de las limitaciones impuestas por los operadores del sistema por seguridad, o que no pudiéndose cumplir dichas limitaciones las ofertas casadas permite acercarse a su cumplimiento.

Finalmente, el precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra.

2.4.3 Envío del resultado de la Casación a los Operadores del Sistema

Al finalizar cada una de las sesiones de mercados intradiarios de subastas el Operador del Mercado publica los resultados incrementales resultantes de cada unidad de oferta, que serán enviados a los Operadores del Sistema para que actualicen y envíen al Operador del Mercado el Programa Horario Final. Con estos resultados, los operadores del sistema actualizan la Plataforma de Contratación Continua Europea con los nuevos valores de capacidad de la interconexión española- portuguesa para los periodos negociados en dicha subasta, que son necesarios para poder habilitar la negociación en el mercado intradiario continuo.

2.4.4 Liquidación de las subastas del mercado intradiario

El operador del mercado determina la liquidación de la energía para cada agente que participe en las subastas de mercado intradiario y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición y unidad de venta.

Los vendedores que operen en las subastas de mercado intradiario reciben por cada unidad de venta o compra y para cada periodo de programación una retribución que incorpora el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

Los compradores que operen en las subastas del mercado intradiario pagan por la energía eléctrica adquirida, y para cada periodo de programación, un valor que incorpora el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

2.5 Mercado Intradiario Continuo[4]

Se lleva a cabo en este mercado la negociación continua de energía para la capacidad de interconexión internacional entre diferentes zonas eléctricas de Europa, con una asignación implícita. Esto permite gestionar a los agentes de mercado sus desbalances a favor de otros países en los que exista capacidad de conexión y posibilidad de adquirir dicho desbalance.

Esto aumenta la liquidez y eficiencia de los mercados interconectados europeos. Pensemos por ejemplo en un comprador que ha adquirido un paquete de energía en el mercado ibérico (España y Portugal) que finalmente cree que no necesitará, y para el que no tiene comprador en el mercado intradiario de subastas. Lo puede poner a la venta en el mercado intradiario continuo, obteniendo la venta implícita a favor del mercado francés, obteniendo una remuneración. De otra forma hubiese obtenido una pérdida.

Cada mercado regional europeo se integra en un único mercado intradiario europeo, a través de la conexión informática a un mismo software por todos ellos. En dicho sistema común se registran en tiempo real la disponibilidad de la capacidad de las interconexiones entre los diferentes países, lo cual permite la casación casi inmediata entre ofertas de compra y venta de agentes de las distintas zonas geográficas operadas por los mercados regionales.

La negociación es por rondas: cada ronda se abre cuando se cierra la anterior, y las ofertas se realizan por las posiciones abiertas en ese momento de la apertura. Las ofertas podrán ser simples con un precio y una cantidad de energía, y casándose en ese caso total o parcialmente o condicionadas.

[4] Tomado del Capítulo Octavo de la Resolución 15049 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del documento "Detalle de Funcionamiento del Mercado Intradiario" publicado por el OMIE en su página web: www.omie.es

Finalmente, el resultado de las casaciones se traslada a los Operadores del Sistema de cada país o región europea para que lo implementen a los Programas Horarios Finales, y actualicen la capacidad de las interconexiones.

2.6 Programación de la generación[5]

El proceso de programación diaria e intradiaria de la generación surge a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de compra y de venta de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

a) El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y compras de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del Programa Diario Base de Casación (PDBC) resultante de la casación del mercado diario comunicado por el operador de mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega.

b) El Programa Diario Viable Provisional (PDVP): es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y compras de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

c) El Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) incluye el proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema y se gene

d) Programa Horario Final tras las sesiones de subasta del mercado intradiario (PHF): es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a las ventas y compras de energía en el sistema eléctrico peninsular español para los periodos de programación negociables en la correspondiente sesión de subasta. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

e) Programa Horario Final definitivo (PHFD): es la programación definitiva establecida por el OS con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los

[5] Tomado de la Resolución 16964: Procedimiento proceso de programación (P.O. 3.1)

periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en cada ronda como consecuencia del Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación. El Programa Horario Final Definitivo (PHFD) corresponde a la programación horaria final, que será puesta a disposición de los agentes del Mercado de producción.

f) La aplicación del proceso de gestión de desvíos.

g) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a todas las ventas y compras de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora y durante la hora en curso.

h) El programa cierre (P48CIERRE): es el programa de las unidades de programación que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de solución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo. Asimismo, incorpora los correspondientes redespachos generados como consecuencia de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

2.7 Restricciones Técnicas[6]

El OS realiza diariamente el procedimiento para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF.

El OS encuentra diariamente las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá considerar modificaciones topológicas y/o establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF. Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

[6] Tomado de la Resolución 16964: Procedimiento restricciones técnicas (P.O. 3.2)

Para ello, utiliza las ofertas tanto de venta como de compra de energía que tienen que presentar obligatoriamente todos los agentes participantes del mercado. Dichas ofertas deben incluir la energía (a subir o bajar) y el precio correspondiente.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS genera un nuevo programa denominado Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

La energía asignada para subir o bajar para solucionar las restricciones es liquidada al precio de oferta correspondiente. El costo total de las restricciones es pagado por la demanda.

2.8 Reserva para la regulación frecuencia-potencia [7]

La reserva para la regulación frecuencia-potencia del sistema es establecida por el Operador del Sistema (OS) de acuerdo con los procedimientos definidos en la regulación. Estos servicios son pagados por la demanda.

Se establecen cuatro niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria
- Reserva de regulación secundaria (A subir y a bajar)
- Reserva de regulación terciaria (A subir y a bajar)
- Reserva suplementaria necesaria: además de las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva suplementaria de potencia activa cuantificada de acuerdo con las condiciones particulares de cada día de operación.

2.8.1 Reserva de Regulación Primaria

La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo.

El OS determina anualmente los requerimientos de regulación primaria para el conjunto del sistema eléctrico.

2.8.2 Reserva de Regulación Secundaria[8]

La regulación secundaria es el servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español. El servicio de regulación secundaria cuenta con un proceso de asignación previa de banda de regulación secundaria por unidad de programación y un proceso de activación automática de

[7] Tomado de la Resolución 15049: Procedimiento para el establecimiento de la regulación frecuencia-potencia (P.O. 1.5)

[8] Tomado de la Resolución 16964: Procedimiento regulación secundaria (P.O. 7.2)

energía de regulación secundaria en tiempo real por zona de regulación[9] mediante el sistema de regulación compartida en el sistema eléctrico peninsular español.

La reserva de regulación secundaria a subir/bajar del sistema es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación habilitadas en control dentro de las zonas de regulación en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control automático de regulación. Esta reserva es determinada por el OS para cada período de programación del día siguiente, en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abre el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria a las unidades habilitadas para ello.

Los participantes en el mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar para las unidades de generación habilitadas para la participación activa en el servicio incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria en MW con su precio correspondiente para cada uno de los períodos de programación del día siguiente. Las ofertas de banda de potencia de regulación secundaria podrán estar compuestas de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma. La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asigna la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo costo. Posteriormente el OS publica la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente. La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada fuera necesaria la modificación del programa de la unidad de generación, es responsabilidad del participante en el mercado de dicha unidad de generación realizar dicha modificación del programa de la unidad en el mercado mayorista.

La reserva asignada a cada unidad será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación. El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada período de programación, corresponderá al precio de la última oferta de

[9] Zona de regulación: es una agrupación de unidades de programación que en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta al AGC cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real. Cada zona de regulación está constituida por una o más unidades de generación que participen activamente en el servicio de regulación secundaria y por unidades no habilitadas estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación o de otro sujeto de su mismo grupo empresarial en el ámbito ibérico.

regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente periodo de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema.

La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada. El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho período de programación. El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo vigente en el Mercado Diario, y por el valor de precio mínimo vigente en el Mercado Diario cuando el precio marginal de la energía de regulación terciaria haya resultado superior o igual a 0.

2.8.3 Reserva de Regulación Terciaria[10]

La regulación terciaria es uno de los servicios de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema. Este servicio, de activación manual en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, es gestionado por el OS mediante mecanismos del mercado y permite la restitución del uso de reserva automática de regulación secundaria.

A los efectos de la prestación de este servicio de balance, se define la oferta de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que, en el momento de presentar dicha oferta, y teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria, puede ofrecer una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, incrementada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación. La reserva terciaria para bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir. El OS establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente.

El día D-1 las plantas de generación aptas para prestar el servicio tienen obligación de ofertar toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el

[10] Tomado de la Resolución 16964: Procedimiento regulación terciaria (P.O. 7.3)

horizonte de programación del día siguiente. Estas ofertas deben ser actualizadas de forma continua por los agentes siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de generación, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

El OS asigna la prestación del servicio con criterios de mínimo costo teniendo en cuenta las ofertas existentes. La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado y mantenida durante un cierto período de tiempo equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. La energía de regulación terciaria asignada será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación en cada período de programación, para cada sentido de asignación (subir/bajar).

La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.

Las unidades de programación habilitadas para la provisión del servicio de regulación terciaria modificarán su programa de energía en caso de resultar asignadas en el proceso de asignación de regulación terciaria.

2.9 Cifras de los Mercados del MIBEL[11]

A continuación, se presentan algunas cifras de resultados del mercado diario, del mercado intradiario de subastas y del mercado intradiario continuo durante el año 2020.

2.9.1 Mercado Diario

En la Figura 3 y la Figura 4 se muestran los precios máximos, mínimo y medio aritmético en el mercado diario para España y Portugal. El precio medio del mercado diario en el año 2020 para España fue de 33,96 Euros/MWh y en Portugal de 33.99 Euros/MWh.

[11] Tomado del Informe "Evolución del mercado de electricidad – Informe Anual OMIE 2020" publicado por el OMIE en su página web: www.omie.es

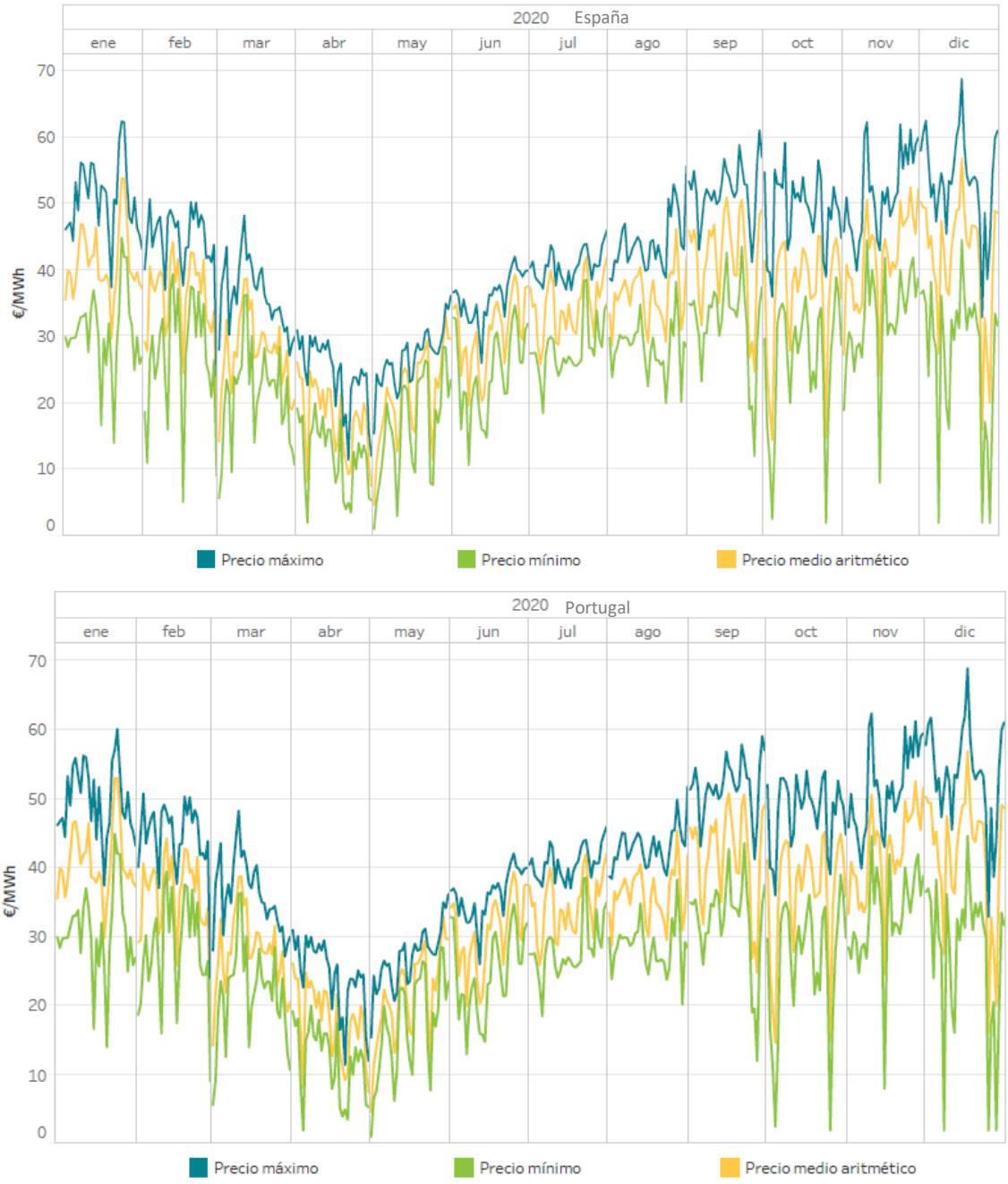


Figura 3. Precio máximo, mínimo y medio aritmético en el mercado diario España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

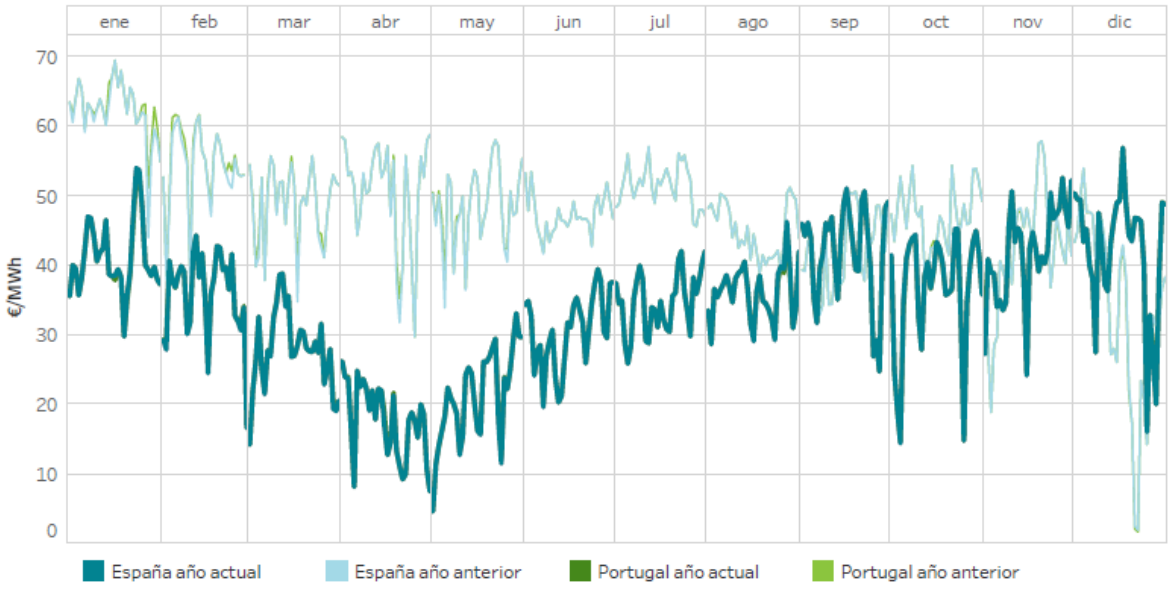


Figura 4. Precio medio aritmético diario del año (2019 y 2020) – España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

En la Figura 5 se observa a nivel diario la energía negociada en el mercado diario y por contratos. Esta energía se obtiene como resultado de las compras más la exportación neta. La energía negociada en el 2020 en el mercado diario del MIBEL fue de 228.9TWh (174,8 TWh en España y 54,1TWh en Portugal). Puede observase que la energía negociada en contratos corresponde aproximadamente al 30% del total de la energía negociada en el mercado diario.

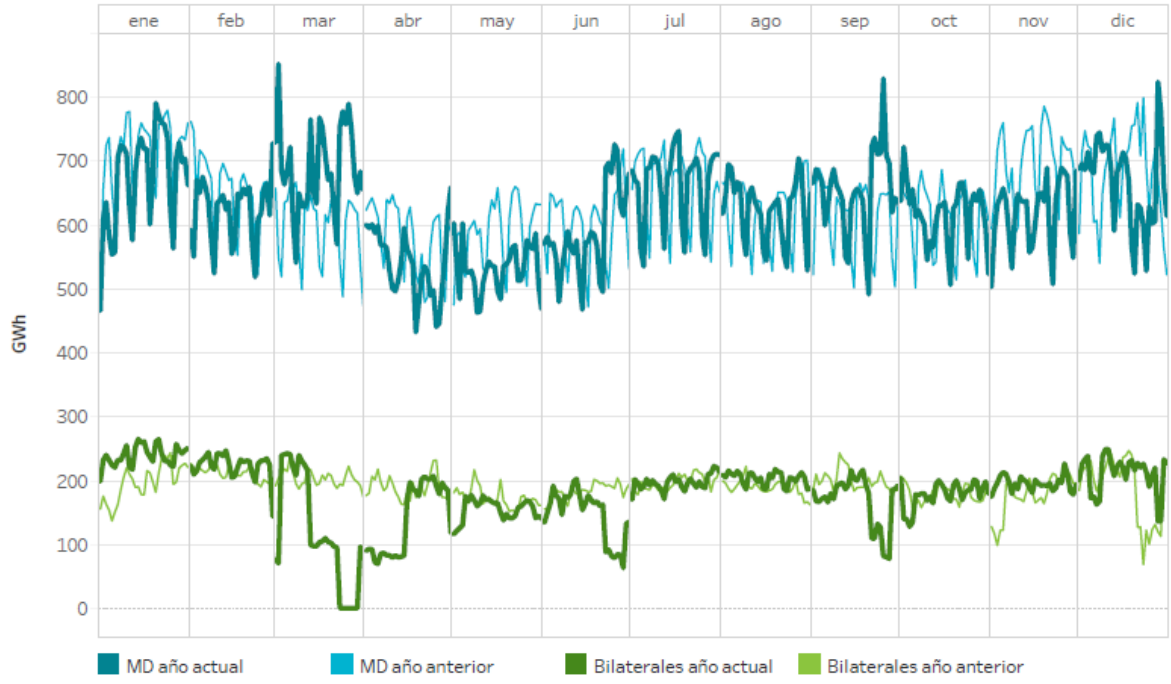


Figura 5. Energía negociada en el Mercado Diario y por contratos (2019 y 2020) (Fuente OMIE: www.omie.es)

En la Figura 6 se observa a nivel diario la energía por tecnologías[12] en el PDBF para España y Portugal. Se observa que la generación fotovoltaica se incrementa en los meses de verano (Junio a Agosto) siendo complementaria de la generación eólica e hidráulica. También se observa que a nivel mensual se presenta una mayor volatilidad en la generación eólica frente a la solar.

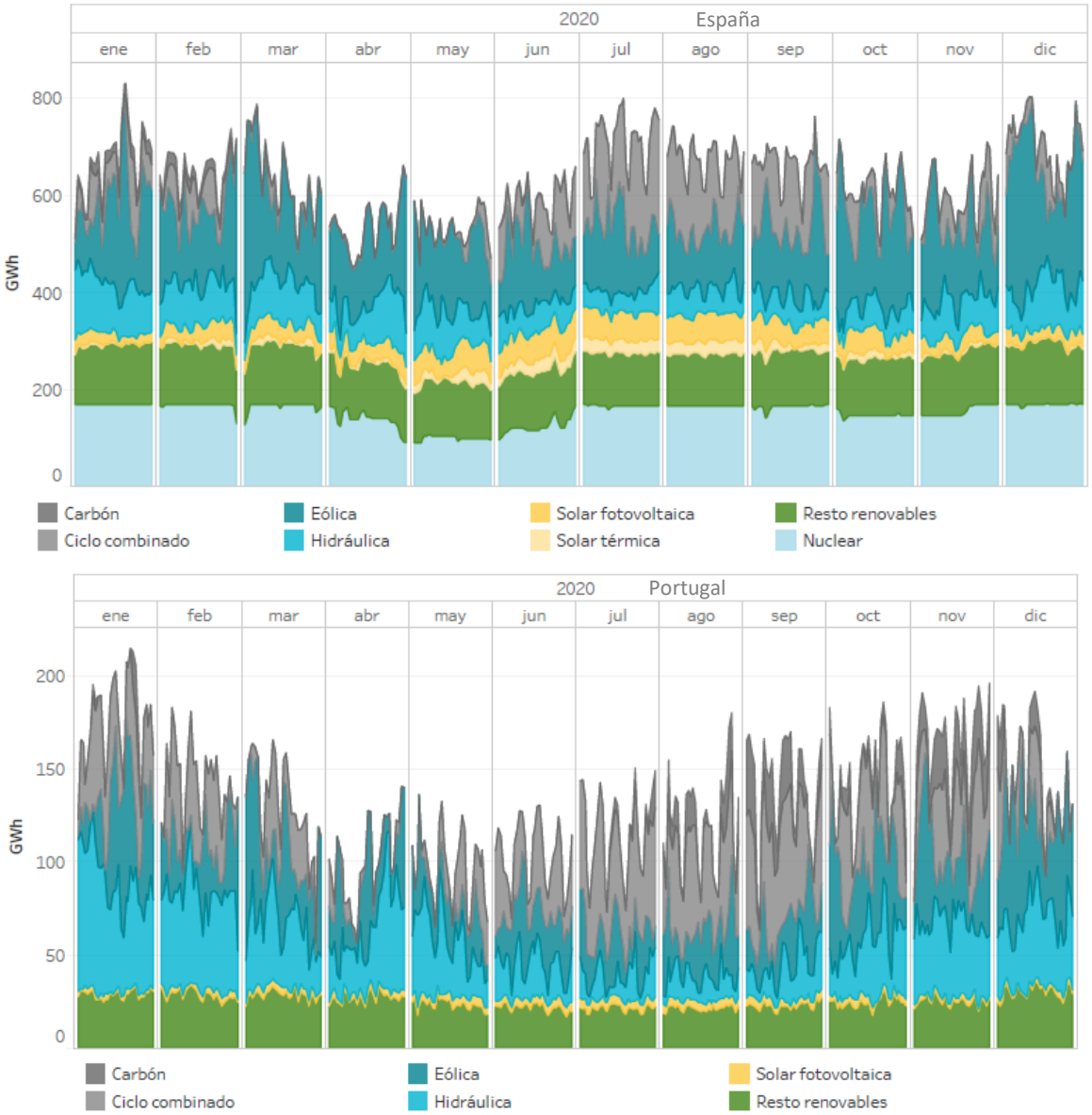


Figura 6. Energía por tecnologías en el Programa Diario Base de Funcionamiento España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

[12] La categoría "Resto renovables" incluye las tecnologías renovables de cogeneración, residuos, biomasa, geotérmica y minihidráulica

2.9.2 Mercado Intradiario

En la Figura 7 se muestran los precios máximos, mínimo y medio aritmético en el mercado intradiario para España y Portugal. El precio medio del mercado diario en el año 2020 para España fue de 34,48 Euros/MWh y en Portugal de 34.46 Euros/MWh. Se observa que estos precios solamente representan un incremento del 1.5% y del 1.4% respectivamente con relación a los obtenidos en el mercado diario. Así mismo, el volumen de energía anual negociada en el mercado intradiario tuvo un incremento de 29,3TWh (16.8%) en España y de 5,6TWh (10.4%) en Portugal con relación a los valores del mercado diario.

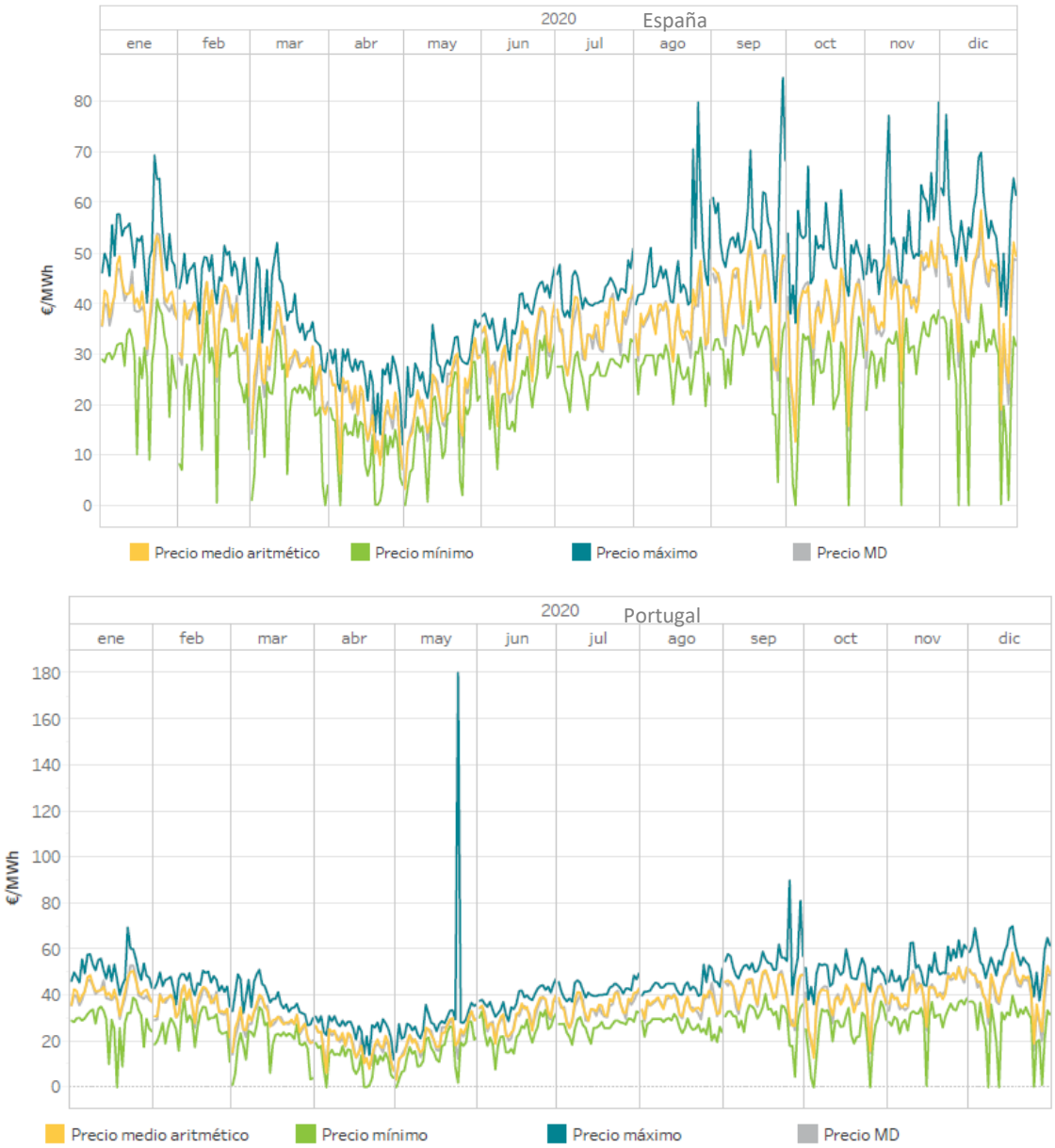


Figura 7. Precio máximo, mínimo y medio aritmético en el mercado intradiario España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

En la Figura 8 se presenta la energía mensual para cada una de las sesiones en el mercado intradiario de subastas. Puede observarse que el volumen de energía transado en cada una de las sesiones es decreciente; es decir, que este disminuye a medida que se va cerrando el mercado intradiario.

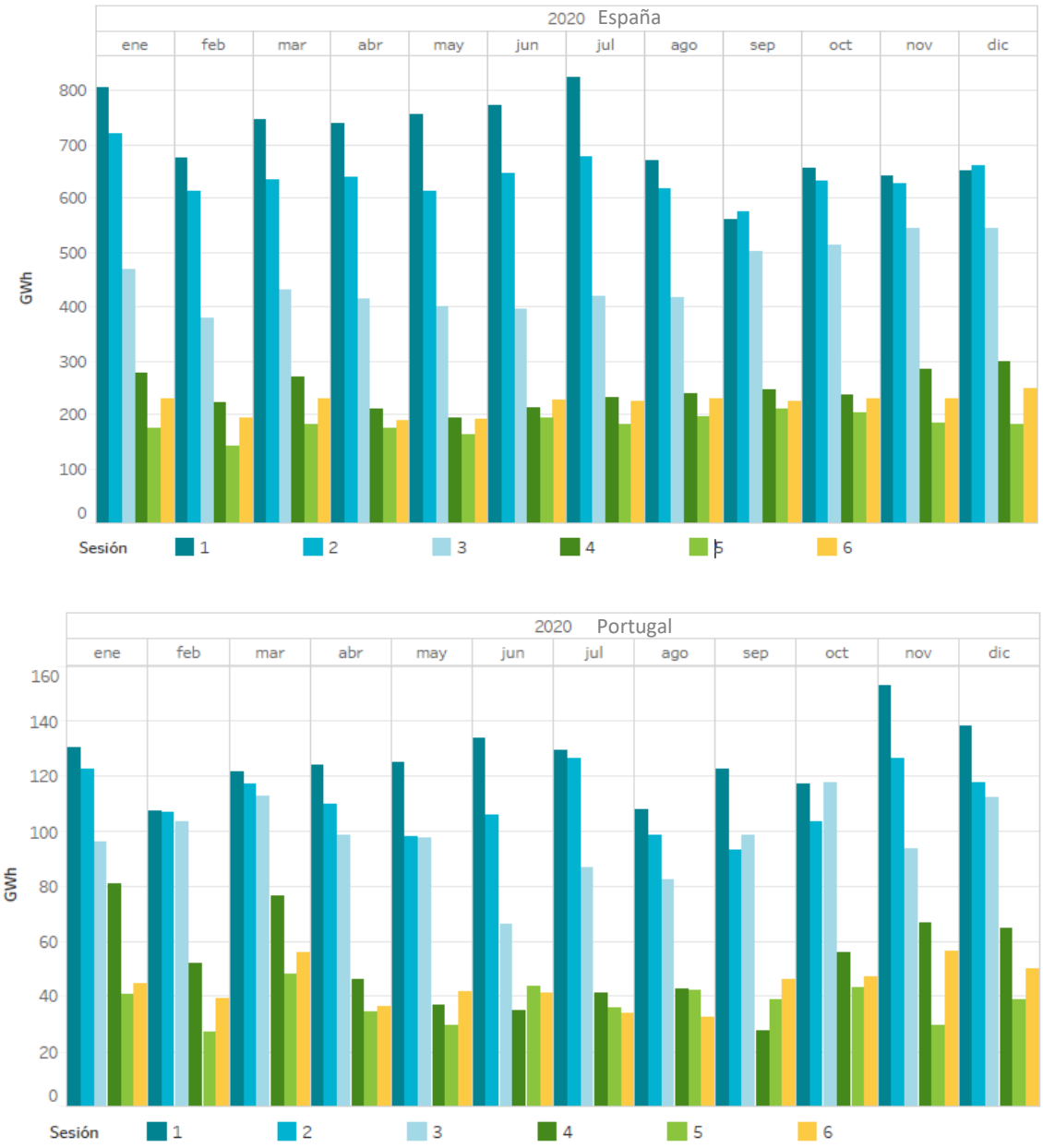


Figura 8. Energía mensual por sesión en el mercado intradiario de subastas España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

- En la Figura 9 se presenta la energía negociada en el mercado intradiario por tecnología en España y Portugal. Se observa que en el mercado de España las renovables tienen una

participación importante en las compras de las sesiones del mercado intradiario. Sin embargo, en el mercado de Portugal la participación en las compras es baja. También se observa que los principales vendedores en el mercado intradiario son las plantas térmicas,

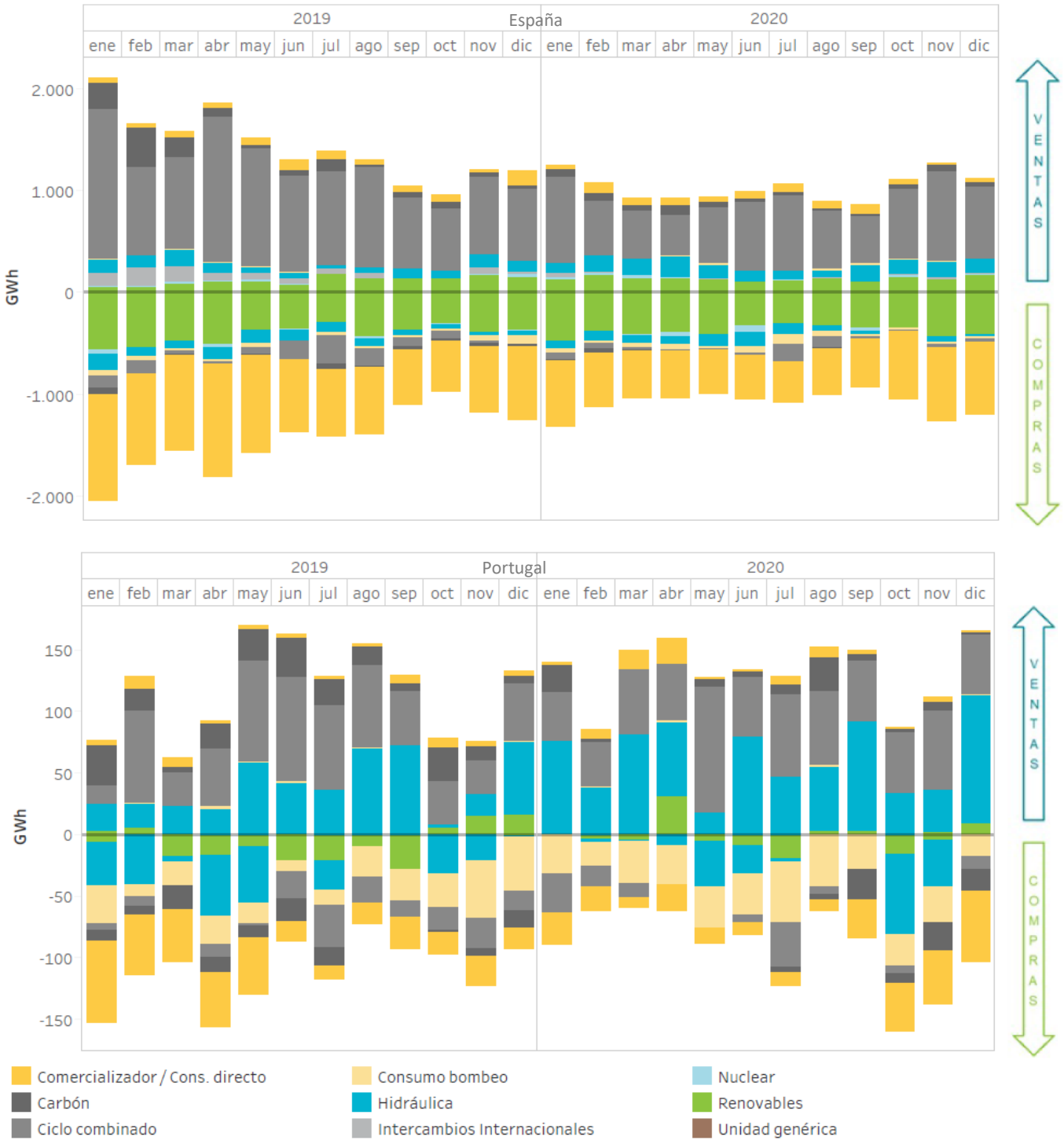


Figura 9. Energía negociada en el mercado intradiario por tecnología España y Portugal (Fuente OMIE: www.omie.es)

2.10 Comentarios

- Los mercados diarios e intradiarios se han comportado de forma adecuada en el MIBEL
- Se observa que la variación de precio entre el mercado diario y los mercados intradiarios no son significativas por lo cual podría afirmarse que no hay ejercicio de poder de mercado.
- Se observa que en el mercado de España las renovables tienen una participación importante en las compras de las sesiones del mercado intradiario. Sin embargo, en el mercado de Portugal la participación en las compras es baja. También se observa que los principales vendedores en el mercado intradiario son las plantas térmicas,
- El volumen de negociaciones por contratos representa aproximadamente el 30% de la energía negociada en el mercado diario.
- Existe la posibilidad del despacho físico de contratos siempre y cuando los agentes hayan adquirido y pagado los respectivos derechos de congestión.
- Todos los agentes generadores tienen la obligatoriedad de ofertar su energía, y aquellos que la tienen compromisos en contratos están obligados a ofertar el margen de energía que tengan.
- En el MIBEL no se realiza la co-optimización de energía y reserva. El operador del sistema realiza la asignación de la reserva a partir de las necesidades de esta y de las ofertas de los agentes.
- Es importante resaltar la posibilidad que tienen los agentes de presentar ofertas de compra o venta de energía para cada periodo de programación, y unidad de venta o adquisición, considerando un precio y una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo este creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra. En las sesiones intradiarias se pueden ofertar de 1 a 5 tramos.
- Los períodos de las 6 sesiones intradiarias no son uniformes.
- En las sesiones del mercado intradiario se ofertan las disponibilidades no comprometidas en el despacho del día anterior más las comprometidas en las sesiones anteriores-
- Las restricciones son pagadas a precio de oferta

3 Análisis Estudios previos desarrollados en Colombia

3.1 Propuesta Universidad de Comillas[13]

La CREG publicó mediante la Circular 005 de 2019, la propuesta regulatoria realizada por la Universidad de Comillas, para la implementación en Colombia de un mercado spot de energía caracterizado por un despacho vinculante el día anterior a la operación, mercados intradiarios el día de operación y un mecanismo de balance el día siguiente. A continuación, se presentan los principales aspectos definidos en esta propuesta:

- Mantener en el mercado de corto plazo la actual separación entre la capa comercial (donde se definen los precios para transar la energía y la capa operativa (que determina el despacho considerando las restricciones del sistema).
- Ejecutar el Despacho Ideal sin red el día anterior a la operación, utilizando, las previsiones sobre demanda y disponibilidad de las unidades de generación y calculando un precio uniforme.
- El mismo día anterior, realizar un despacho económico programado que considera las restricciones de la red. El resultado de este despacho define los compromisos vinculantes de los agentes del mercado y corresponde al Despacho Factible Vinculante.[14]
- Calcular las reconciliaciones entre el Despacho Ideal sin red y el despacho económico programado con red (Despacho Factible Vinculante), manteniendo el esquema vigente de liquidación de las reconciliaciones y los precios de reconciliación positiva y negativa.
- Implementar un Mercado Intradiario 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 del mercado anterior, incluyendo la posibilidad de cambiar el precio de oferta.
- En cada sesión del mercado, los agentes pueden encontrarse en uno de los siguientes estados: generación casada en mérito, generación despachada fuera de mérito (reconciliación positiva), generación en reconciliación negativa y generación no despachada.
- Cada sesión debe estar seguida de la respectiva reconciliación. Las reconciliaciones pueden cambiar de estado de una sesión de mercado a otra.
- Después de la operación existiría un Mecanismo de Balance que permitirá identificar los desvíos de cada agente con respecto a su posición comercial y asignar de manera eficiente los costos de los desvíos entre sesiones del mercado y los costos de los desvíos entre la última sesión del mercado y el tiempo real. Los desvíos estarían compuestos de:
    - Activación de la reserva asignada en cada sesión
    - Autorizaciones de XM que pueden corresponder a activación de reserva no asignada o a desviaciones de energía de los recursos disponibles buscando la optimización económica

[13] Anexos Circular CREG 005 de 2019: Informes 1, 2, 3, 4 e Informe Final.

[14] Se considera la alternativa de realizar la cooptimización de energía y reserva

- Desviaciones voluntarias no autorizadas

- La liquidación de esos desvíos, tanto los requeridos por el operador como los voluntarios, siguen las directrices en lo relativo a los SSCC establecidos en el estudio de PSR-DI-AVANTI.
- Cualquier cambio de disponibilidad que se registre después del cierre será considerado como un desvío y liquidado por el OS a través del mecanismo de balance en tiempo real.
- En la Figura 10 se presenta el esquema general de la propuesta de acuerdo a los aspectos descritos anteriormente:

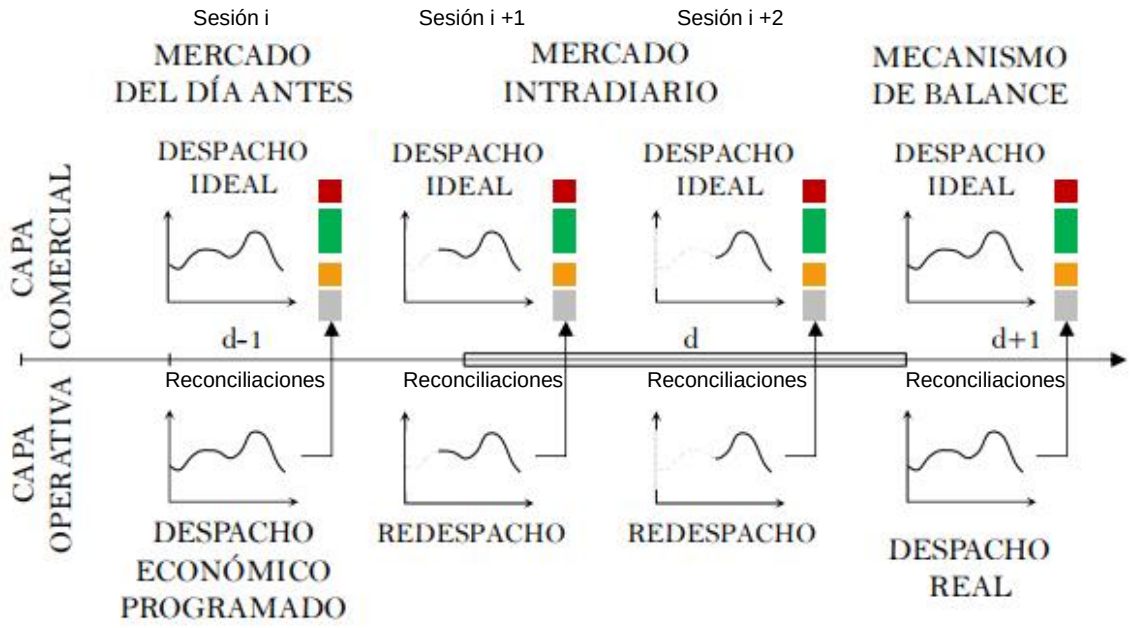


Figura 10. Esquema general de propuesta de secuencia del mercado (Fuente CREG)

- Los compromisos financieros, se establecerán teniendo en cuenta los cambios de estado de los compromisos vinculantes entre cada sesión de mercado.
- Para efectos de aplicar las reconciliaciones de energía requeridas entre las distintas sesiones del mercado, es necesario determinar inicialmente el estado en que se encuentra cada una de las plantas con el fin de definir la liquidación que aplica en cada uno de los casos. Los estados se determinan a partir de la comparación entre los resultados de la energía despachada en el Despacho Ideal y el Despacho Factible Vinculante de cada sesión.

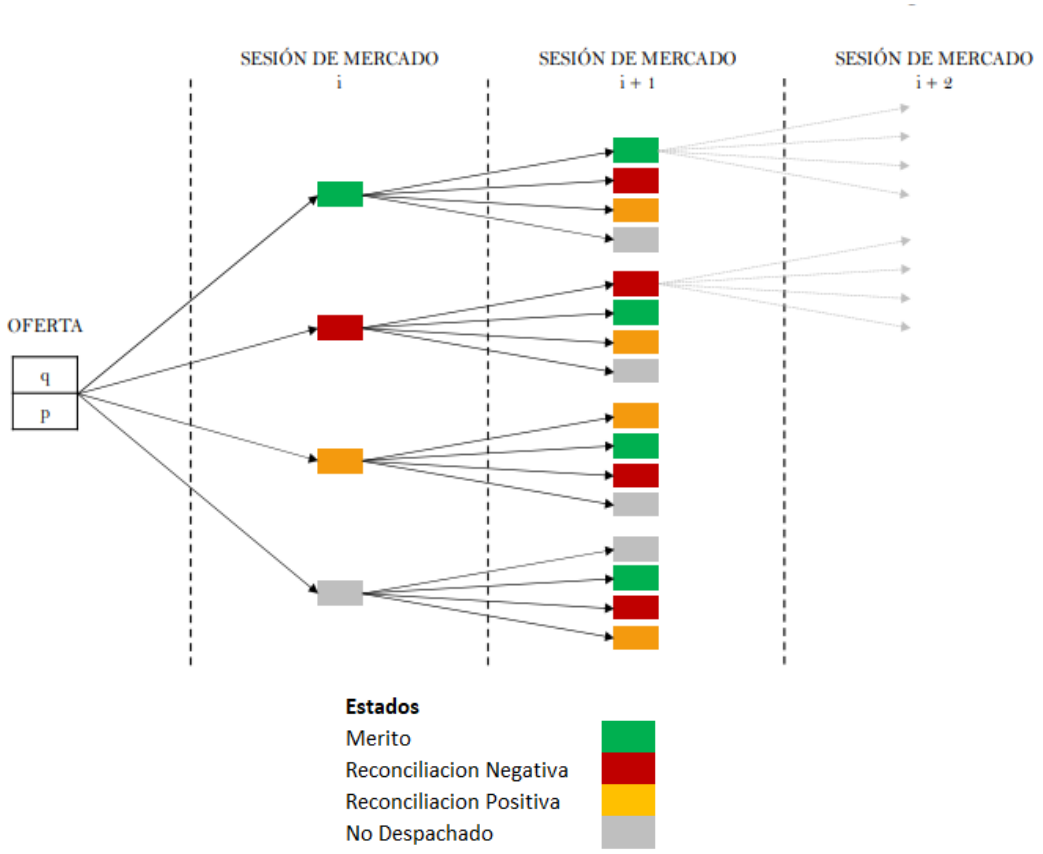
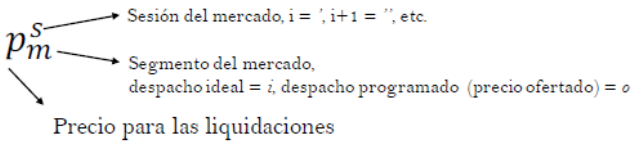
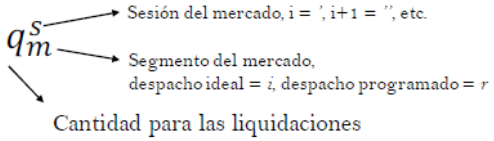


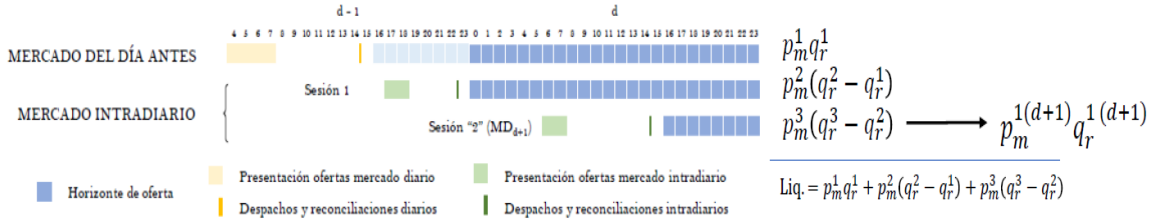
Figura 11. Cambios de estados posibles entre diferentes sesiones del mercado (Fuente CREG)

- Se propone una fórmula de liquidación denominada como liquidación estándar. Esta liquidación se obtiene multiplicando, para cada sesión, la cantidad casada en el despacho programado con red (Despacho factible vinculante) para dicha sesión por el precio del Despacho Ideal. Los precios ideales de las sesiones posteriores a la primera se aplicarán a la diferencia entre la cantidad casada en el despacho programado (Despacho Factible Vinculante) para la sesión actual menos la cantidad casada en la sesión anterior. Cuando haya generación en reconciliación positiva en una de las dos sesiones el precio usado para la liquidación de esa sesión sería el precio de la reconciliación positiva y no el precio de bolsa.





$$\text{Liq. estándar} = p_i' q_r' + p_i''(q_r'' - q_r')$$



- Existen unos cambios de estado en los cuales la aplicación de la liquidación estándar no proporcionaría una señal eficiente o, directamente, no es posible y se requieren liquidaciones más complejas. Para dichos casos se recomienda la siguiente liquidación.

q / p	Sesión i+1			
Sesión i	Liquidación estándar	Liquidación estándar sólo si hay ganancias	Liquidación estándar (compromiso previo)	Liquidación estándar
	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar
	Liquidación estándar (compromiso previo)	Anulación compromiso previo	Liquidación estándar (compromiso previo)	Coste ocasionado (con limitaciones)
	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar

No despachada Reconciliación + Mérito Reconciliación -

Figura 12. Liquidaciones para diferentes cambios de estado ((Fuente CREG)

De esta propuesta se resalta lo siguiente:

a) Reafirma la propuesta de un modelo uninodal, aunque no descarta completamente el multinodal

b) Recomienda no modificar la metodología para realizar el despacho ideal

c) No trata de una forma explícita los servicios complementarios

d) Recomienda continuar con el esquema de reconciliaciones negativas

e) No trata en detalle el mercado de balance

f) No propone como liquidar los contratos ni la forma como se pueden ser exigibles las OEF

g) No propone mecanismos para controlar el poder de mercado

3.2 Propuesta Consorcio PSR-DI-AVANTE[15]

La CREG publicó mediante la Circular 008 de 2019, la propuesta regulatoria realizada por el consorcio PSR-DI-AVANTE, para el tratamiento de los Servicios Complementarios –SSCC- en el SIN. A continuación, se presentan los principales aspectos definidos en esta propuesta:

- Se considera que los agentes del mercado deberán ofertar además de la energía, los productos de regulación secundaria (Hacia arriba y hacia abajo) y regulación terciaria de frecuencia[16]. Dichas ofertas, estarán compuestas por cantidades horarias diferentes y un precio único para las 24 horas del día siguiente y se efectuarán en la misma oportunidad y en los plazos que se definen para el mercado de energía.
- Las ofertas recibidas de cantidad y precio para SSCC se someten a un análisis de competencia o poder de mercado, mediante el cual se modifican los precios de las cantidades de las ofertas de los proveedores pivotales a un valor igual al costo regulado establecido por el regulador.
- Se propone ejecutar el Despacho Ideal sin red el día anterior a la operación, y a partir de este, definir las cantidades vinculantes de energía y SSCC, mediante un proceso de co-optimización de energía y reservas. Como resultado de este proceso se obtienen las cantidades de reservas seleccionadas y el precio al que serán remuneradas será el costo marginal de la reserva respectiva obtenido en el proceso de co-optimización.
- El mismo día anterior, realizar un despacho económico programado considerando la co-optimización de energía y reservas y considerando las restricciones de la red.
- Ejecutar un mecanismo de reconciliación para la energía y los SSCC, entre el Despacho Ideal sin red y el despacho económico programado con red. Existirá una reconciliación positiva de SSCC cuando el despacho factible incorpore una unidad para otorgar servicios de reserva que no estaba contemplada en el Despacho Ideal. Dicha unidad recibirá el nuevo precio por la cantidad

[15] Anexo Circular CREG 008 de 2019: Informe Final.

[16] La propuesta plantea también la posibilidad de realizar ofertas para el servicio de regulación primaria, pero según lo coordinado con la CREG, este servicio se mantendría tal como está definido actualmente, como un servicio obligatorio y no remunerado.

de reserva adicional. Habrá reconciliaciones negativas (las unidades que aparecían seleccionadas para dar reserva en el Despacho Ideal, pero físicamente no pueden otorgarlas por restricciones de transmisión). La reconciliación negativa corresponderá a la cantidad de reserva no proporcionada al precio original del Despacho Ideal (Es decir, dicha unidad quedará neutra devolviendo el dinero que se le pagó previamente).

- Se determina la remuneración de las reservas como las cantidades definidas en el Despacho Ideal multiplicada por el precio de las reservas en dicho despacho más las reconciliaciones positivas y negativas correspondientes.
- Para las sesiones del Mercado Intradiario no se contempla cambio de ofertas de SSCC. Sin embargo, durante dichas sesiones puede darse el caso de que una unidad resulta despachada en el mercado de energía como resultado de la co-optimización en dicha sesión y sale del mercado de SSCC no recibiendo su remuneración de disponibilidad de reserva a partir de ese momento.
- El día siguiente a la operación se calculan las activaciones de la reserva. Dichas activaciones se valoran así:
  - Si la disponibilidad de reserva a subir es activada, recibirán (Además de su remuneración por la disponibilidad), el monto de energía que sube valorada al precio de energía de reconciliación positiva del mercado de energía.
  - Si la disponibilidad de reserva a bajar es activada, la unidad recibirá únicamente su remuneración por la disponibilidad.
- Los incumplimientos serán penalizados considerando un monto para la penalidad así:
  - Incumplimientos de reserva primaria y terciaria: monto recibido desde la última vez que fue llamado y cumplió
  - Incumplimiento de reserva secundaria: Precio de escasez de la energía multiplicado por el monto no entregado.

- El esquema general de la propuesta para el tratamiento de los SSCC en el SIN, se presenta en el siguiente gráfico:

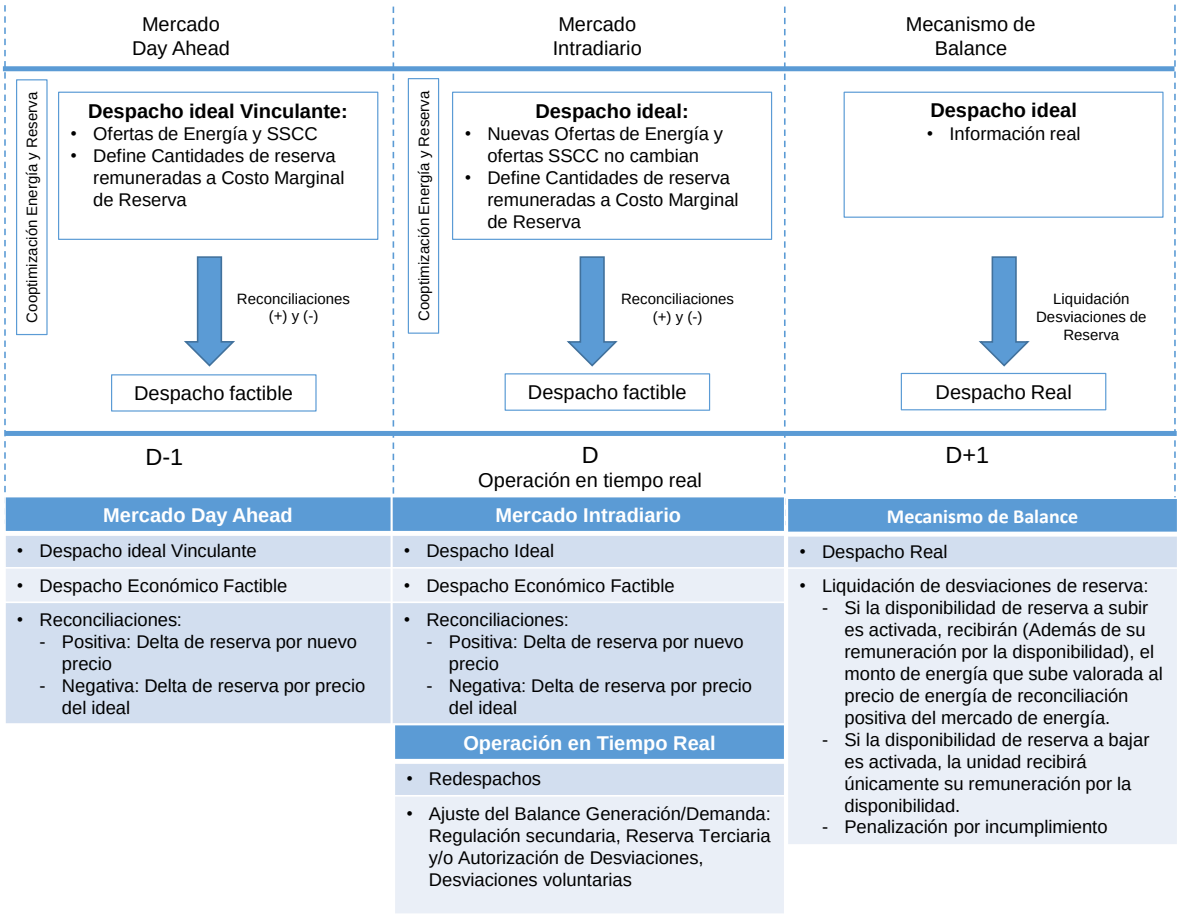


Figura 13. Esquema general propuesta PSR-DI-AVANTE (Fuente CREG)

De esta propuesta se resalta lo siguiente:

a) Se cooptimiza el despacho ideal y el DFV lo cual genera reconciliaciones para los SSCC

b) Incrementa los precios del mercado al cooptimizar el despacho ideal

c) Las ofertas para el mercado intradiario son iguales a las del DFV

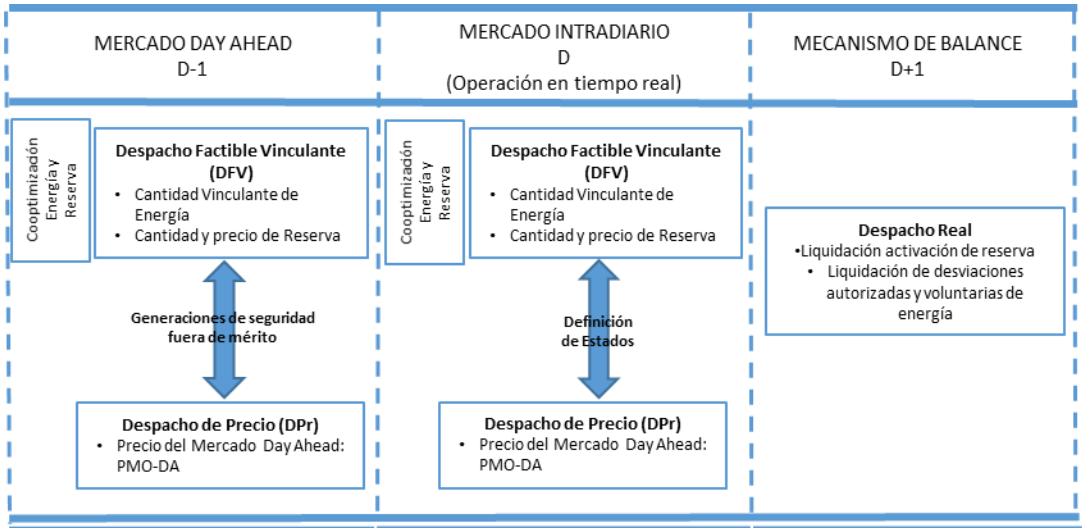
d) Penaliza los incumplimientos en la prestación de los SSCC

3.3 Propuesta Estudio PHC-PSR[17]

La CREG publicó mediante la Circular 005 de 2020, los resultados del estudio de integración de los estudios de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario elaborado por la Universidad de Comillas y de Tratamiento de los Servicios Complementarios realizado por el consorcio PSR-DI-AVANTE, la cual fue desarrollada por el consorcio PHC-PSR.

El esquema general de la propuesta de este estudio se presenta en el siguiente gráfico:

[17] Anexos Circular CREG 005 de 2020: Informes 1, 2, 3, 4, 5 e Informe Final.



Mercado Day Ahead	Mercado Intradiario	Mecanismo de Balance
• Despacho Factible Vinculante (DFV): considera ofertas de cantidad y precio de energía y reserva, demanda proyectada y red de transmisión	• Despacho Factible Vinculante (DFV): considera nuevas ofertas de cantidad y precio de energía y reserva, actualización de variables y red de transmisión	• Despacho Real
• Despacho de Precio (DPr): considera ofertas de cantidad y precio de energía, demanda proyectada y sin red de transmisión	• Despacho de Precio (DPr): considera nuevas ofertas de cantidad y precio de energía, actualización de variables y sin red de transmisión	• Liquidación activaciones de reserva (DFV vs. DR)
• Generaciones de seguridad fuera de mérito (DPrI vs. DFV) valoradas con el precio de reconciliación	• Definición de Estados en cada sesión (DPr vs. DFV)	• Liquidación desviaciones autorizadas y voluntarias (DFV vs. DR)
	• Liquidación de diferencias de energía entre el DFV de la sesión vigente y la anterior considerando los cambios de estados de energía	
	• Liquidación de diferencias de reserva entre el DFV de la sesión vigente y la anterior	
	Operación en Tiempo Real	
	• Activación de la reserva • Desviaciones autorizadas por el operador • Desviaciones voluntarias de las plantas	

Figura 14. Esquema general propuesta de integración PHC-PSR

A continuación, se presentan los detalles de esta propuesta.

3.3.1 Mercado del día anterior (Day Ahead D-1)

- El día anterior (D-1) a la operación se ejecuta un Despacho co-optimizado de energía y reserva, denominado Despacho Factible Vinculante (DFV) el cual considera las ofertas de cantidad y precio de energía, la demanda proyectada, las características técnicas de las plantas, la red de transmisión y los criterios de confiabilidad y seguridad del sistema. Este despacho fija las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precios de la reserva.

- El mismo día anterior, se ejecuta un Despacho de Precio (DPr) sin considerar co-optimización y considerando las ofertas de cantidad y precio de energía, sin considerar la reserva ni las restricciones de la red. Este despacho define el precio marginal de la energía denominado MPO (Máximo Precio de Oferta) del D-1 y es calculado como la planta flexible más costosa utilizada para la cobertura de la demanda sin considerar las restricciones de la red.
- El precio por período de la reserva es igual al valor marginal de cada servicio complementario durante esa hora resultante del DFV. Las plantas que prestan el servicio de reserva serán remuneradas por su disponibilidad para prestar el servicio, ya sea para subir o para bajar. La remuneración a recibir por esta disponibilidad se calcula a partir de las cantidades de reserva asignadas a cada planta en el DFV multiplicado por el precio del respectivo servicio complementario obtenido del DFV.
- Una vez en el Day Ahead se obtengan los resultados del DFV, es necesario realizar un mecanismo de reconciliación, entre el DPr y el DFV para el concepto de energía. Para realizar el cálculo de las reconciliaciones de energía se determina la diferencia entre la cantidad de energía despachada en el DFV y la cantidad de energía despachada en el DPr (denominada generación ideal). Si para un determinado recurso esta diferencia es mayor que cero aparece una generación de seguridad fuera de mérito, la cual se valora al precio de reconciliación. El costo de restricciones se valora como la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el MPO establecido en la regulación vigente. No se considera una remuneración por reconciliaciones negativas.

A continuación, se presentan las actividades que se desarrollan en el mercado del día anterior y las liquidaciones que corresponden a este mercado.

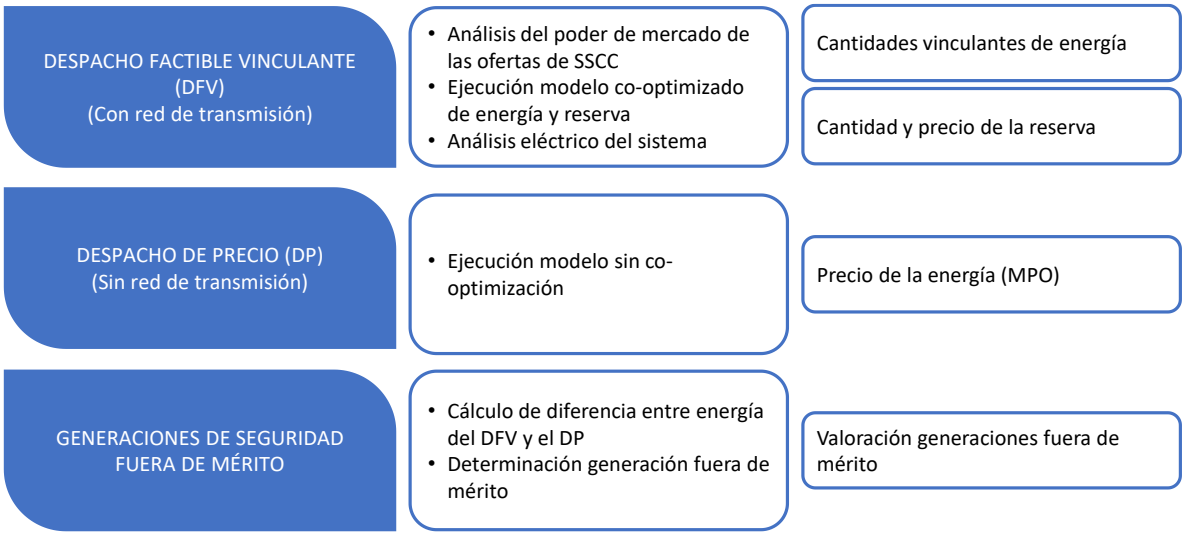


Figura 15. Actividades en el mercado del día anterior

LIQUIDACIÓN ENERGÍA	Liquidación Energía= (Energía DFV – Energía fuera de mérito) x MPO + Energía fuera de mérito x Precio Rec. Positiva
LIQUIDACIÓN DISPONIBILIDAD PARA PRESTAR EL SERVICIO DE RESERVA	Liquidación disponibilidad reserva= Q Reserva asignada en el DFV x Precio de reserva en el DFV

Figura 16. Liquidaciones en el mercado del día anterior

3.3.2 Mercado Intradiario

- Las sesiones del Mercado Intradiario independientemente de su número, se ejecutarán de la misma forma que el Mercado Diario del Día Anterior, volviendo a ejecutar un DFV (Co-optimizado de energía y reserva) y un DPr (Sin co-optimización) para todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación a un horizonte cuyo número de períodos es igual a los faltantes para completar la totalidad de períodos del día y utilizando la información actualizada que se haya producido a partir del cierre de la sesión de mercado anterior, incluyendo las cantidades y precios de la energía y de reserva.
- A partir del DFV de cada sesión del mercado intradiario se calculará el precio horario de la reserva de la sesión correspondiente (Igual al valor marginal de cada servicio complementario durante ese período resultante del DFV) que será la base para liquidar la reserva de dicha sesión. A partir del DPr de cada sesión del mercado intradiario, se calculará el MPO de la sesión correspondiente que será la base para liquidar la energía de dicha sesión.
- Para la liquidación de los mercados intradiarios, se realiza la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión.
- Para valorar los cambios de la reserva entre una sesión y otra, deberá calcularse la diferencia entre la reserva asignada en los DFV de cada sesión y la asignada en el DFV del D-1. Dicha diferencia será valorada al precio de la respectiva reserva de la sesión vigente.

A continuación, se presentan las actividades que se desarrollan en el mercado intradiario y las liquidaciones que corresponden a este mercado.

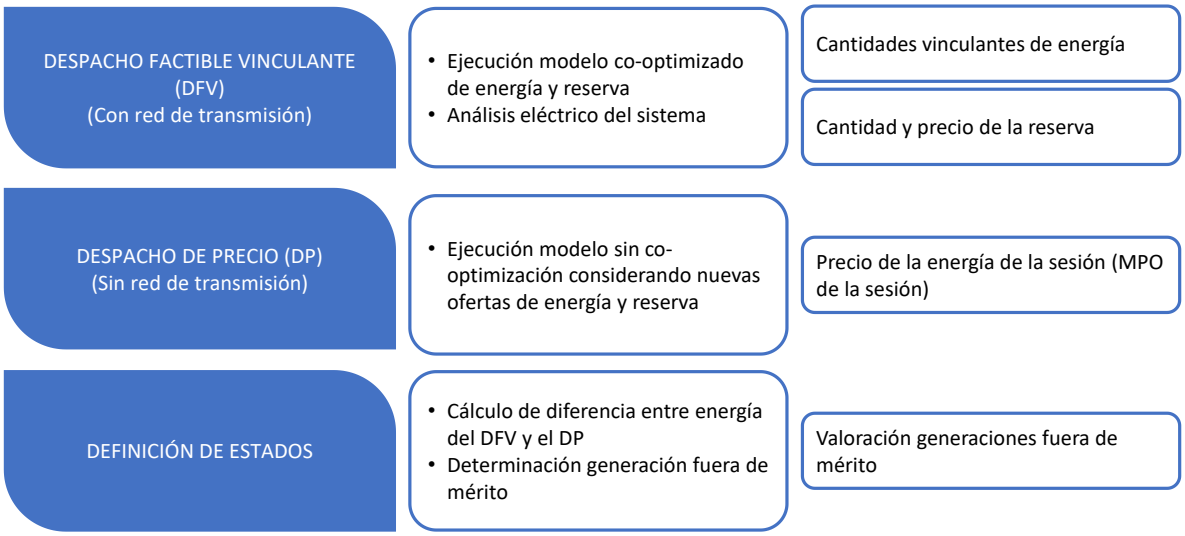


Figura 17. Actividades en el mercado intradiario

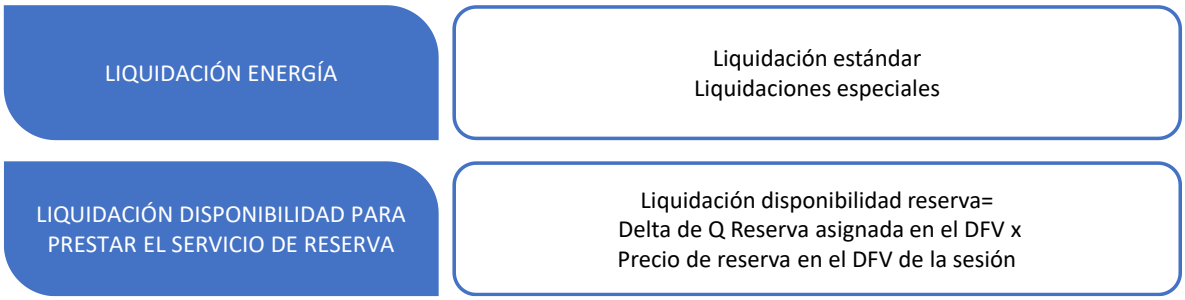


Figura 18. Liquidaciones en el mercado intradiario

- Para efectos de valorar las variaciones de las cantidades de energía entre las distintas sesiones del mercado, es necesario determinar inicialmente el estado en que se encuentra cada una de las plantas con el fin de determinar la liquidación que aplica en cada uno de los casos.
- Estos estados se determinan a partir de la comparación entre los resultados de energía despachada en el DFV y el DPr de cada sesión. Como resultado de esta comparación se determina para cada una de las plantas en cuál de los siguientes estados se encuentra: generación en mérito, generación fuera de mérito, generación en reconciliación negativa y generación no despachada, tal como se muestra a continuación:

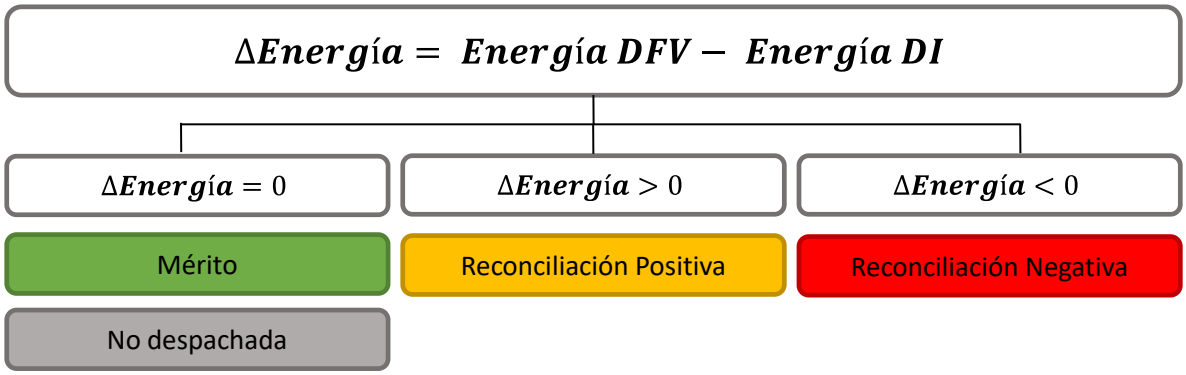


Figura 19. Definición de estados

En caso de presentarse cambios de estado entre las sesiones debe realizarse la liquidación de la energía, utilizando para ello los DPr y DFV de cada una de las sesiones y aplicando las liquidaciones aplicables a cada uno de los cambios de estados de acuerdo con la siguiente tabla:

		Sesión i +1			
		Mérito	Reconciliación Negativa	Reconciliación Positiva	No despachada
Sesión i		Liquidación estándar*	Devuelve el delta de generación cuando tienen ganancias	Recibe la nueva cantidad de generación al PR de nueva sesión	Liquidación estándar*
		Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*
		Recibe la nueva generación al precio de la sesión	Devuelve la nueva generación al precio de la sesión	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión	• Caso 1: El generador es desplazado por otro: devuelve el delta de generación al precio de la nueva sesión • Caso 2: El generador sufre una indisponibilidad: devuelve el delta de generación al precio de la oferta mas alta casada fuera de mérito
		Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión	Liquidación estándar*

*Liquidación estándar: $p_{DP}^{i} q_{DFV}^{i} + p_{DP}^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^{i})$

Figura 20. Liquidaciones para diferentes cambios de estados

3.3.3 Mecanismo de Balance

El mecanismo de balance que se ejecuta en el D+1 se compone de la liquidación de los siguientes aspectos:

a) Activación de la reserva asignada en cada sesión del mercado intradiario.

b) Autorizaciones del operador del sistema: inicialmente se activa la reserva terciaria. En caso de que esta reserva no sea suficiente, deberá minimizar económicamente la cantidad para

mantener el balance generación demanda, teniendo en cuenta la reserva que no ha sido asignada y la energía disponible considerando las últimas ofertas de cada uno de los agentes

c) Desviaciones no autorizadas por el operador denominadas desviaciones voluntarias

En la siguiente figura se presenta la forma de liquidar cada uno de estos conceptos.

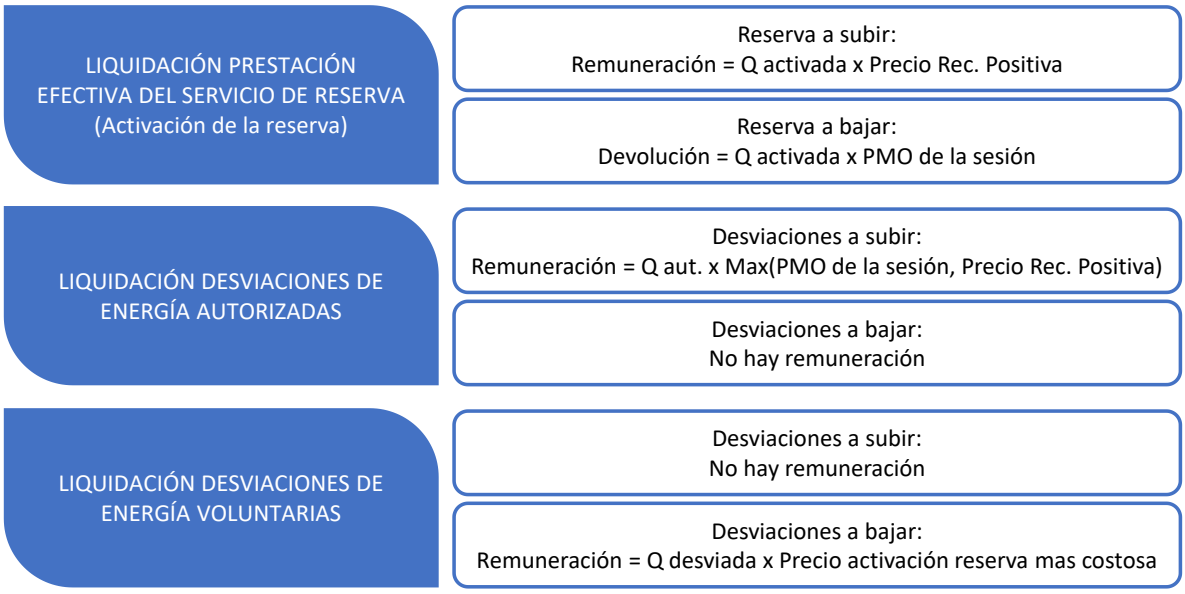


Figura 21. Liquidaciones en el mercado de balance

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

3.3.4 Liquidación otros conceptos del mercado

- En cuanto a la liquidación del Cargo por Confiabilidad se recomienda que el precio de activación para las OEF sea tomado del despacho de precio del Mercado del Day Ahead. Corresponde al regulador definir el precio de activación para las OEF, así como a partir de cual de los despachos serán cumplidas la OEF.
- Para liquidar los contratos se recomienda tomar como referencia el mercado del día anterior considerando las cantidades definidas en el Despacho Factible Vinculante y como precio el MPO del despacho de precio. De otro lado, las cantidades a comprar o vender en la bolsa calculadas como la diferencia entre la cantidad contratada y la energía vinculada serían valoradas al MPO del despacho de precio del día anterior.

3.3.5 Aspectos relevantes de la propuesta PHC-PSR

En el estudio desarrollado por el consorcio PHC-PSR sobre la integración de los estudios de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario elaborado por la Universidad de Comillas y de Tratamiento de los

Servicios Complementarios realizado por el consorcio PSR-DI-AVANTE, se resaltan los siguientes aspectos que surgen como modificaciones o propuestas alternativas a dichas estudios y que fueron descritas en forma detallada en los numerales anteriores:

- El mercado del día anterior (Day Ahead D-1) estaría compuesto de dos despachos: el Despacho Factible Vinculante (DFV) co-optimizado de energía y reserva y el Despacho de Precio (DPr) sin co-optimización que tiene en cuenta las ofertas de cantidad y precio de energía pero no considera la reserva ni las restricciones de la red.
- Se calculan las generaciones de seguridad fuera de mérito a partir de la diferencia entre el DFV y DPr y se valoran a precio de reconciliación. El costo de restricciones se valora como la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el MPO establecido en la regulación vigente. No se remuneran reconciliaciones negativas.
- Se considera la posibilidad que en los mercados intradiarios sea posible actualizar las ofertas de cantidades y precios de la reserva.
- Para la liquidación de los mercados intradiarios, se realiza la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión.
- Para valorar los cambios de la reserva entre una sesión y otra, se calcula la diferencia entre la reserva asignada en los DFV de cada sesión y la asignada en el DFV del D-1. Dicha diferencia será valorada al precio de la respectiva reserva de la sesión vigente.
- Para efectos de valorar las variaciones de las cantidades de energía entre las distintas sesiones del mercado, se proponen liquidaciones que tienen en cuenta el impacto que genera el cambio de estado tanto para el sistema como para el agente.
- En el mecanismo de balance se propone una liquidación para las desviaciones autorizadas que reconoce el aporte que éstas dan para mantener la seguridad de la operación del sistema. Así mismo con la liquidación de las desviaciones voluntarias se pretende desincentivar que estas se presenten.
- No se prevén penalizaciones por incumplimientos en la prestación de los servicios de reserva.

4 Simulaciones SDDP

Con el fin de obtener los insumos que serán utilizados posteriormente en los análisis del Despacho Vinculante y de los mercados intradiarios se realizaron simulaciones con el SDDP.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazo. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individual, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc).
- Detalles de las plantas térmicas (restricciones de generación, curvas de eficiencia, restricciones de consumo de combustible, etc).
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas etc.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño.
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales
- Restricciones de suministro del gas natural.

Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación, los costos de congestión de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros[18].

A continuación se muestra la metodología, supuestos y resultados del análisis realizado con el modelo de simulación de sistemas hidrotérmicos (SDDP).

4.1 Supuestos para la modelación

Se considera como caso base el escenario futuro esperado en el cual se desempeñará el mercado eléctrico colombiano. Para la construcción de este caso se consideraron las principales variables determinantes para la atención de la demanda y la formación de precios, las cuales son:

1. Proyección de demanda
2. Precios de combustibles
3. Plan de Expansión de Generación

A continuación, se muestran las principales variables y supuestos usados en la simulación.

4.1.1 Proyección de demanda

Las principales variables que describen el crecimiento de la demanda son: el crecimiento económico, la cultura, la demografía, el clima, la capacidad de pago del consumidor y la cobertura del servicio.

[18] Fuente: https://www.psr-inc.com/softwares-es/?current=p4030

En el caso de Colombia la entidad oficial que realiza la proyección de demanda es la UPME, esta proyección la realiza mediante un modelo econométrico de combinación de pronósticos, usando las siguientes variables explicativas.

- Series históricas de la demanda eléctrica de Colombia.
- Información referente al producto interno bruto (PIB)
- Datos demográficos, crecimiento de la población.
- Información de la temperatura (IDEAM).

Históricamente se observa en la Figura 22 que en períodos de fenómeno de niño o sequías el crecimiento de la demanda es mayor al crecimiento del PIB, debido al incremento de la temperatura como se observa en los años 2009 y 2015. En periodos climáticos normales la tasa de crecimiento del PIB es mayor al crecimiento de la demanda de energía, en el año 2011 se presentó un crecimiento del PIB alto con respecto a la demanda, lo anterior debido al fenómeno climático de la niña y al gran apogeo de la minería y la producción de petróleo. En el año 2020, tanto la demanda como el PIB tuvieron un decrecimiento histórico debido al COVID-19.

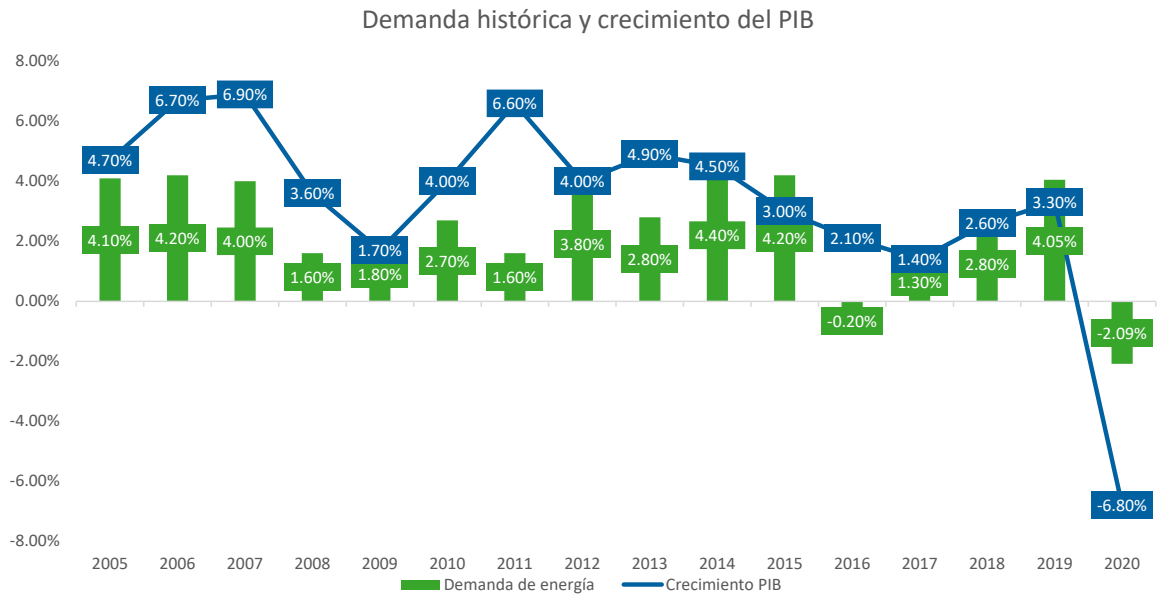


Figura 22. Demanda y PIB históricos

En la Tabla 1 se muestra la proyección de la demanda realizada por la UPME en la última revisión junio de 2021. La UPME en este análisis incluye el crecimiento de grandes consumidores especiales (GCE) como cargas petroleras, cargas de minería, vehículos eléctricos (VE) y generación distribuida (GD).

Tabla 1. Proyección de demanda UPME junio 2021[19]

Año	Demanda Energía Eléctrica Sistema Interconectado Nacional (GWh-año)		
	Esc. Medio	Lím. Alto	Lím. Bajo
2021	71,678	72,881	70,484
2022	73,092	75,193	71,006
2023	74,638	76,784	72,507
2024	76,379	78,572	74,202
2025	78,155	80,402	75,925
2026	79,983	82,280	77,702

En la Tabla 2 se muestra el crecimiento de cada una de las cargas especiales consideradas en la proyección de demanda realizada por la UPME, se destaca el crecimiento de los vehículos eléctricos y la generación distribuida.

Tabla 2.Componentes de la Proyección de demanda UPME

Año	Proyección anual de la demanda energía eléctrica de GCE, VE y GD (GWh-año)									
	Rubiales	Otras Ecopetrol	Sociedades Portuarias	Drummond	Ternium Sabanalarga	Quebradona	MINESA	Vehículos eléctricos	Metro de Bogotá	GD
2021	1,130	118	48	87	50		42	75		-56
2022	1,056	690	165	438	92		71	152		-95
2023	913	1,043	247	647	99		256	284		-147
2024	753	1,347	247	856	105		255	483		-212
2025	601	1,496	247	982	112	457	255	747		-288
2026	470	1,401	247	919	118	457	255	1,077		-370

En la Figura 23 se encuentra la proyección hasta el 2026 de la demanda de la UPME donde se selecciona el escenario medio de la UPME debido a que este es el valor esperado de crecimiento de demanda.

[19] Proyección demanda energía eléctrica y gas natural 2021-2035 Rev Junio 2021 http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/tabid/60/Default.aspx

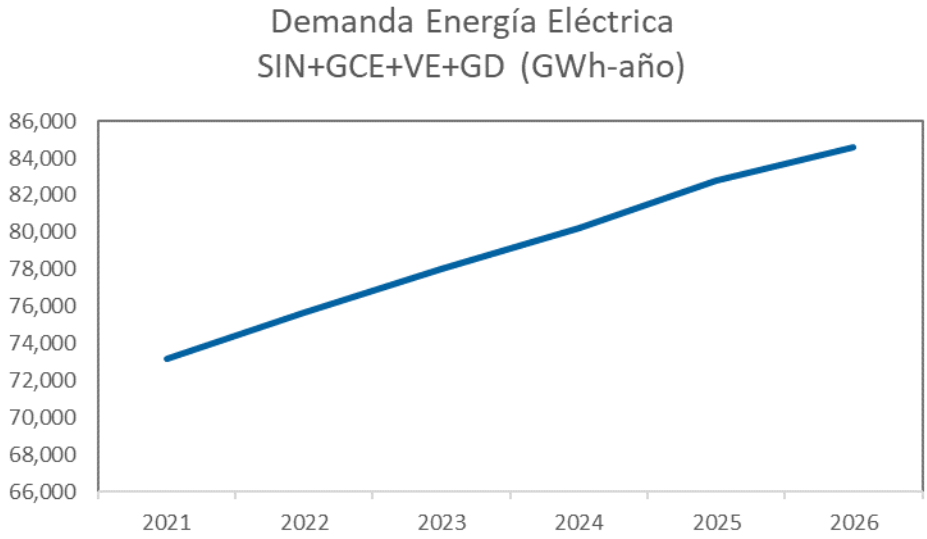


Figura 23. Proyección de Demanda.[20]

4.1.2 Suministro de combustibles

Para la proyección del precio de los combustibles se toma como referencia la UPME que tiene en cuenta la trayectoria de los precios internos y las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos[21]. A continuación se resumen las principales características de los combustibles:

- Gas natural importado: disponibilidad de 400 MPCD en la planta de regasificación de Cartagena que abastece a las plantas TEBSA, Termoflores, Candelaria y Termobarranquilla.
- Gas natural nacional: Partiendo de la información publicada por XM en el estudio de planeamiento de largo plazo se establecen las cantidades de gas disponibles para cada planta, en este caso solo tienen contratos de suministro de gas las plantas Termosierra y Proeléctrica.
- Carbón: No considera restricciones en el suministro
- Diesel y fuel oil: No considera restricciones en el suministro, las plantas del interior de país operan con este combustible ya que no cuentan con contratos de gas
- GLP: las plantas asignadas en la subasta de Cargo por Confiabilidad de febrero de 2019 que operan con GLP no tienen restricciones en el suministro
- Planta de regasificación del pacifico: No se considera en el periodo de análisis

En la siguiente imagen se muestra la comparación de los diferentes combustibles usados en la generación de energía en Colombia

[20] Proyección demanda energía eléctrica y gas natural 2021-2035 Rev Junio 2021 http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/tabid/60/Default.aspx

[21] Fuente UPME Proyección de precios de los combustibles 2020

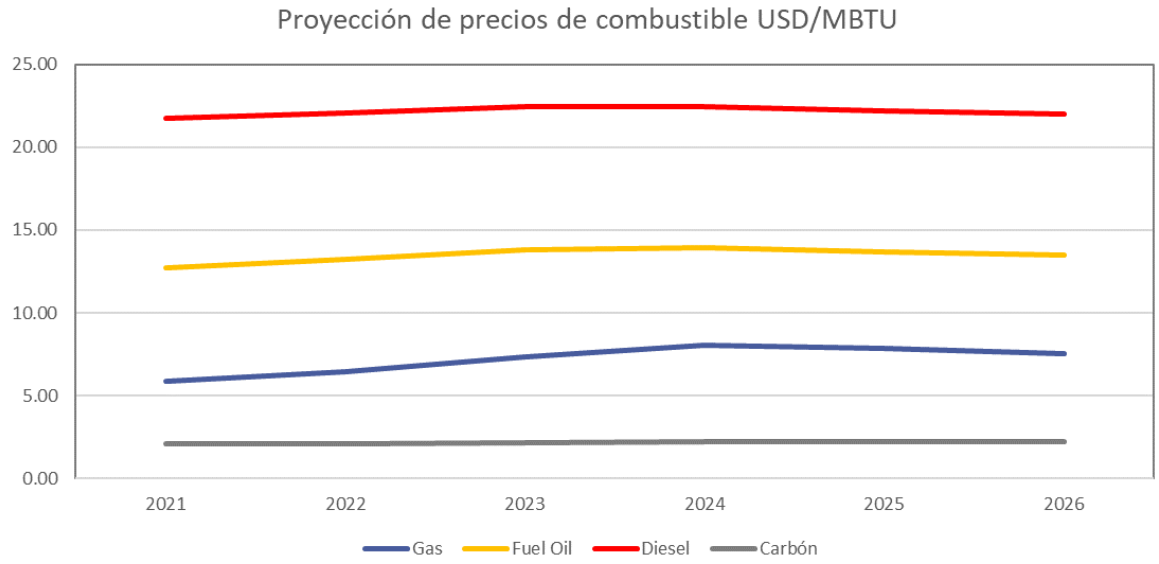
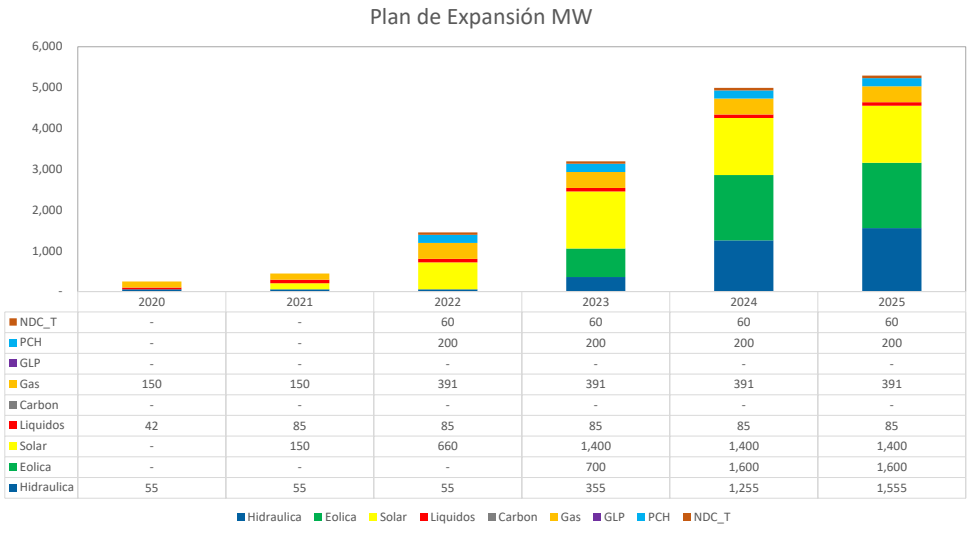


Figura 24. Comparación precios de combustibles

4.1.3 Plan de expansión en generación

Para el plan de expansión se consideran los proyectos que tienen obligaciones de energía firme (OEF) que han presentado garantías y los proyectos asignados en la segunda subasta de contratación de largo plazo y los posibles proyectos asignados en la tercera subasta como se muestra en la siguiente imagen, de la Figura 25 vale la pena destacar el crecimiento del parque de generación eólico y solar que se espera un alto crecimiento en el corto plazo, así como la entrada en operación de HidroItuango.



	2020	2021	2022	2023	2024	2025
NDC_T	-	-	60	60	60	60
PCH	-	-	200	200	200	200
GLP	-	-	-	-	-	-
Gas	150	150	391	391	391	391
Carbon	-	-	-	-	-	-
Liquidos	42	85	85	85	85	85
Solar	-	150	660	1,400	1,400	1,400
Eolica	-	-	-	700	1,600	1,600
Hidraulica	55	55	55	355	1,255	1,555

Figura 25. Evolución del parque generador (MW)

En la siguiente imagen se muestra la evolución de la matriz energética con la entrada en operación de los proyectos considerados en el horizonte del estudio, vale la pena destacar el incremento en la penetración de fuentes renovables como solar y eólica y la disminución porcentual de las tecnologías térmicas e hidráulica..

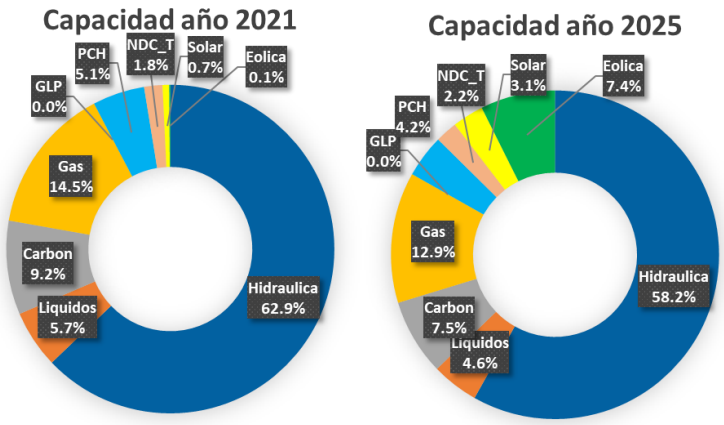


Figura 26. Evolución de la matriz energética.

4.2 Resultados de la simulación

Una vez realizada la simulación con los supuestos presentados, se obtiene la generación del sistema, la cual será la que se tendrá en cuenta en el modelo de optimización con el cual se simulará el despacho vinculante y los mercados intradiarios.

A continuación se muestran los resultados del modelo SDDP sin red y con red; allí pueden observarse los porcentajes de generación por tecnología y la generación asociada a las restricciones de la red.

Tabla 3.Generación sin Red

Generación sin Red Generación GWh-año					
ETAPA	Hidro	Eólica	Solar	PCH	Térmica
2023	59,790	75	1,178	3,618	10,904
2024	64,665	649	1,179	3,618	7,962
2025	63,379	6,740	1,178	3,618	5,931
2026	64,670	6,777	1,183	3,618	6,310
Generación %					
ETAPA	Hidro	Eólica	Solar	PCH	Térmica
2023	79.1%	0.1%	1.6%	4.8%	14.4%
2024	82.8%	0.8%	1.5%	4.6%	10.2%
2025	78.4%	8.3%	1.5%	4.5%	7.3%
2026	78.3%	8.2%	1.4%	4.4%	7.6%

Tabla 4. Generación con Red

Generación con Red Generación GWh-año					
ETAPA	Hidro	Eólica	Solar	PCH	Térmica
2023	59,105	75	1,178	3,618	11,280
2024	64,277	649	1,179	3,618	8,192
2025	62,437	6,740	1,178	3,618	6,665
2026	63,900	6,777	1,183	3,618	6,975
Generación %					
ETAPA	Hidro	Eólica	Solar	PCH	Térmica
2023	78.5%	0.1%	1.6%	4.8%	15.0%
2024	82.5%	0.8%	1.5%	4.6%	10.5%
2025	77.4%	8.4%	1.5%	4.5%	8.3%
2026	77.5%	8.2%	1.4%	4.4%	8.5%

Del modelo SDDP también se tendrá en cuenta la estimación del valor del agua en cada mes del análisis que resulta para todas las plantas del sistema, este dato tiene gran importancia debido a que el sistema cuenta con 11944 MW instalados de generación hidráulica (67% de la capacidad total); a continuación se muestra como ejemplo el valor resultado de algunas de ellas. Cabe destacar que a estos valores se les debe adicionar los valores que corresponden a los costos variables calculados por el ASIC (conocidos como OCV) expresados en COP/kWh

- **Costo Equivalente Real de Energía (CERE):** Valor recaudado para el pago del cargo por confiabilidad
- **FAZNI:** El Fondo de apoyo financiero para la energización de zonas no interconectadas (FAZNI)
- **Ley 99:** La ley 99 o ley ambiental es una contribución que depende de la tecnología que equivale a un porcentaje del valor de venta en bloque definido por la regulación como el valor promedio de los contratos del periodo comprendido entre julio del año n-2 y junio del año n- 1 menos los OCV.
- **AGC:** Este valor corresponde al pago del servicio auxiliar de regulación secundaria de frecuencia y depende del valor del CERE.

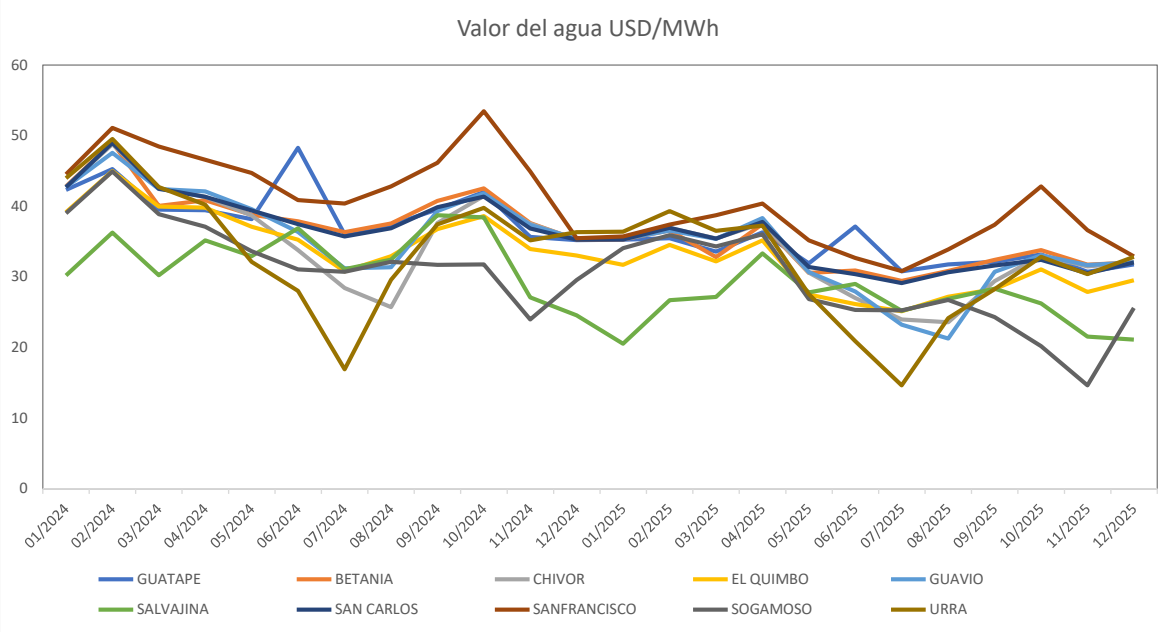


Figura 27. Valor del agua.

Así mismo, del modelo SDDP se obtiene el costo variable de operación de las plantas térmicas. En la siguiente imagen se muestra como ejemplo el costo variable de las plantas térmicas donde se observa los grupos de precios que se tienen en el mercado, el carbón, el gas y los combustibles líquidos.

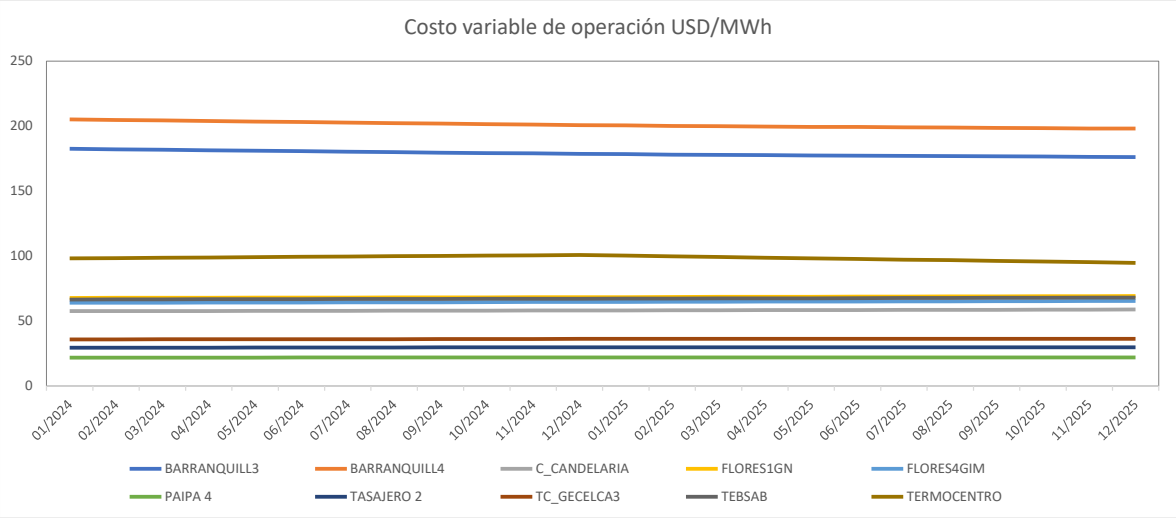


Figura 28. Costo de operación térmico.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada de cada planta térmica del sistema y el combustible con el cual operan, de la tabla se puede observar que el principal combustible es el gas con 3024 MW, el segundo es el carbón con 1626MW y finalmente los combustibles líquidos con 645 MW.

Tabla 5. Capacidad instalada por tipo de combustible

Planta	Capacidad MW	Combustible
GECELCA 32	273	Carbón
TASAJERO 2	170	Carbón
TASAJERO 1	165	Carbón
GECELCA 3	164	Carbón
PAIPA 4	160	Carbón
GUAJIRA 1	145	Carbón
GUAJIRA 2	145	Carbón
PAIPA 2	72	Carbón
PAIPA 3	70	Carbón
ZIPAEMG 4	64	Carbón
ZIPAEMG 3	63	Carbón
ZIPAEMG 5	63	Carbón
PAIPA 1	36	Carbón
ZIPAEMG 2	36	Carbón
TEBSAB CC	791	Gas
FLORES 4 CC	450	Gas
TERMOSIERRA CC	353	Gas
TERMOCENTRO CC	272	Gas
TERMOVALLE CC	241	Gas
MERILECTRICA 1	167	Gas
FLORES I CC	160	Gas
TERMOCANDELARIA 1	157	Gas
TERMOCANDELARIA 2	157	Gas
TERMOYOPAL G3	50	Gas
TERMOYOPAL G4	50	Gas
TERMOYOPAL G5	50	Gas
PROELECTRICA 1	45	Gas
PROELECTRICA 2	45	Gas
TERMOYOPAL 2	28	Gas
TERMOYOPAL 1	8	Gas
TERMOEMCALI CC	213	líquidos
TERMONORTE	88	líquidos
CARTAGENA 3	66	líquidos
CARTAGENA 2	62	líquidos
BARRANQUILLA 3	60	líquidos
BARRANQUILLA 4	60	líquidos
CARTAGENA 1	52	líquidos
TERMODORADA 1	44	líquidos

Carbón	1,626
Gas	3,024
líquidos	645
Total	5,295

5 Análisis de fuentes de energía primaria para generación renovable

En este capítulo se presenta el análisis de la información de las fuentes de energía primaria para generación con recursos renovables no convencionales, a partir de las cuales se obtienen las proyecciones de generación esperada; dichos valores serán utilizados en el modelo de simulación del despacho vinculante y del mercado intradiario.

Para realizar el análisis se prevé la necesidad de un pronóstico a muy corto plazo de la energía que un generador solar y/o eólico puede inyectar a la red de acuerdo con la variabilidad de su recurso primario. La variabilidad del recurso primario de las fuentes de generación con recursos renovables no convencionales podría generar problemas a la operación del sistema y a las plantas mismas por las desviaciones en la energía asignada para cada periodo, haciendo que se requiera un reajuste en las metodologías de pronóstico diario de energía.

5.1 Metodología utilizada para obtener los pronósticos

Por serie de tiempo nos referimos a datos estadísticos que se recopilan, observan o registran en intervalos de tiempo regulares (diario, semanal, semestral, anual, entre otros) [1].

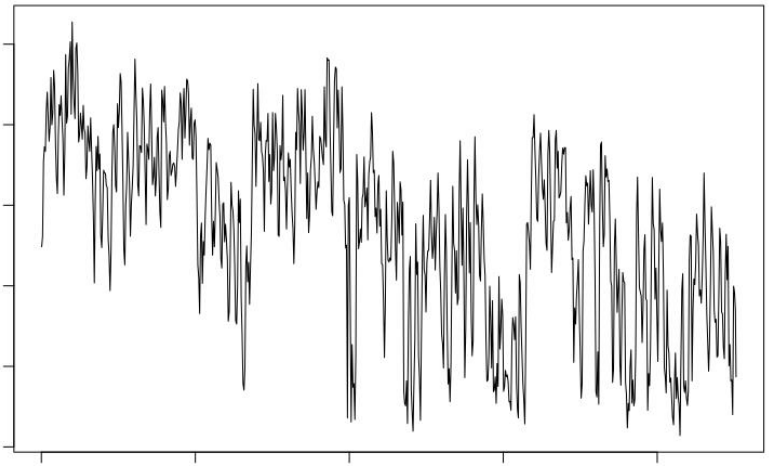


Figura 29. Representación gráfica de una serie de tiempo

Los modelos autorregresivos pueden describirse como aquéllos en los que una variable o conjunto de variables se explican, al menos en parte, en función de los valores pasados de esa misma variable o conjunto de variables [2].

El modelo SARIMA es una extensión del modelo ARIMA, que se utiliza frecuentemente cuando sospechamos que un modelo puede tener un efecto estacional [3].

Con las bases de datos para cada una de las ubicaciones geográficas que son objeto de este estudio, se realizará el pronóstico de la serie de tiempo de la radiación solar y de la velocidad del viento en Colombia.

Llamando ***t*** el día en el cual se realizará el despacho de generación, se realizará un pronóstico desde ***t-2*** y ***t-1*** buscando observar un posible comportamiento del despacho del día ***t*** y buscando un ajuste (redespacho) a medida que se acerca el día de generación para ajustarse lo mejor posible a la curva en cada uno de los periodos del día.

Cuando se realiza el pronóstico se obtiene el error estándar de cada uno de los puntos pronosticados; este error podría ser usado como un rango para realizar la oferta de manera estratégica, en la cual se podrá mover la generación en cada periodo del día partiendo de cada punto que pronosticó el modelo. Esto se puede observar en la siguiente figura en el área sombreada.

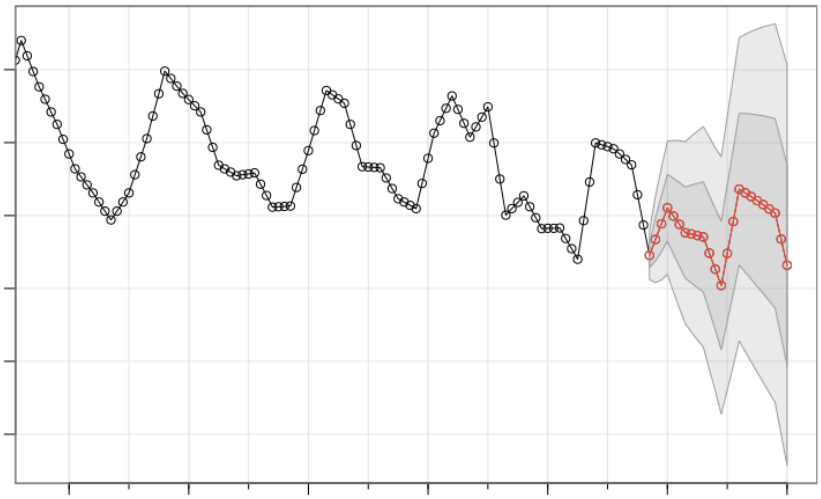


Figura 30. Pronóstico de la velocidad del viento en *t+1*

Esta situación podrá ser especialmente útil en el día de operación en el cual se tendrá un pronóstico más acertado de las variables climatológicas y por ende el comportamiento de la serie de tiempo, propiciando que se pueda realizar un reajuste apropiado en el despacho y reducir la posibilidad de presentar desviaciones.

La implementación del modelo se realizará en el software estadístico R[22], mediante sus diferentes paquetes de pronóstico; se realiza el entrenamiento del modelo con los datos históricos de cada zona del país seleccionada, para posteriormente realizar la predicción de las variables de interés. Se realizará el pronóstico de los días 17 y 18 de cada mes de los años 2016 y 2017[23], verificando el comportamiento del pronóstico con respecto al real.

5.2 Fuente de información

Las principales fuentes de información para la aplicación de la metodología de estimación son el Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL) en conjunto con el Plan de expansión de generación y transmisión publicados por al UPME. En los planes de expansión de generación y transmisión publicado por la UPME[24] se destacan las zonas en el territorio colombiano en las cuales

[22] Se utiliza este software debido a que es de licencia open source, tiene un enfoque estadístico con facilidad de creación de modelos de proyección

[23] Los días seleccionados se realizaron de manera aleatoria

[24] PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2020 – 2034 http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/PlanesdeExpansi%C3%B3nGeneraci%C3%B3nTransmisi%C3%B3n/tabid/111/Default.aspx

se prevé una entrada de generación con tecnologías de energías renovables no convencionales de gran capacidad hasta el año 2024. El área Caribe es la zona en la cual se presentará mayor influencia para ingreso de nueva capacidad de generación debido a sus características geográficas y climáticas (zona del país con mayor adjudicación de proyectos solares en subastas), haciendo de esta zona una parte importante de este estudio de proyección de energía a muy corto plazo. Adicionalmente, el área del Meta y Tolima también cuentan con proyectos de generación solar futuros dentro del horizonte analizado.

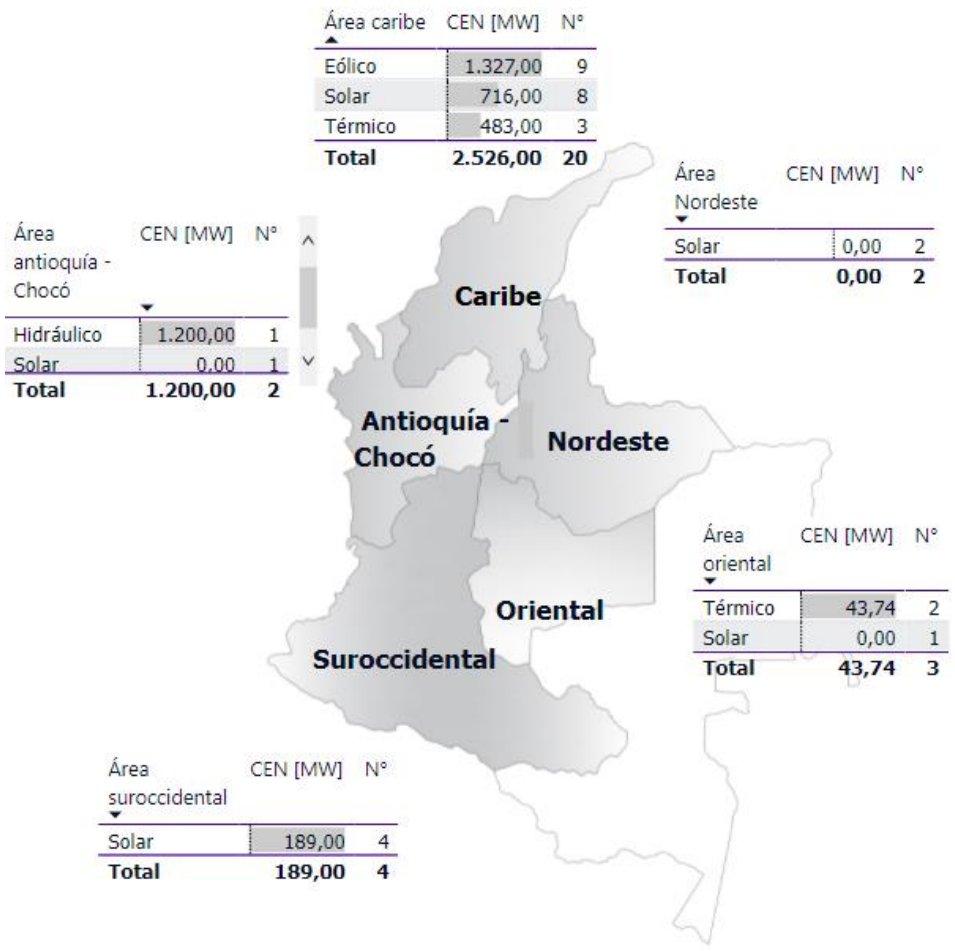


Figura 31. Proyectos adjudicados en subastas fuente XM

Las series de tiempo históricas de las variables de interés se obtienen del sitio web de la NASA, los cuales son de libre acceso, y de allí se puede obtener información de los recursos primarios de manera horaria para un horizonte histórico de más de 10 años, lo cual es adecuado para la metodología a implementar ya que se cuenta con información suficiente para que el modelo se ajuste a la información; además se quiere observar cómo se ajusta el pronóstico desde dos días

antes del día de operación (***t-2***) , desde un día antes del día de operación (***t-1***) y la generación en tiempo real en el día ***t*** para ver la oportuna implementación de los mercados intradiarios.

Los proyectos eólicos programados para su puesta en operación se centran en la zona de la Alta Guajira, de allí se obtiene la información histórica de la velocidad del viento a 50 m de altura.

Los proyectos solares se distribuyen en el área Caribe entre los departamentos de Bolívar, Cesar, Sucre, Córdoba, adicionalmente, se toma en consideración en la zona Centro radiación solar de los departamentos del Meta y Tolima.

Los datos históricos se obtuvieron para un periodo de tiempo de 10 años desde el 2007 hasta el 2017 de las siguientes variables en cada uno de los territorios objetivo.

- Radiación solar horizontal (Wh/m^2)
- Temperatura (C)
- Velocidad de viento (m/s)

Considerando lo anterior se realiza el pronóstico de las variables de radiación solar, y velocidad del viento a 50m para generación solar y eólica respectivamente.

5.3 Resumen información de entrada

Debido a que se realizó un modelo autorregresivo de la variable de radiación y velocidad del viento sin tener en cuenta variables exógenas, los datos de entrada de las series de tiempo para cada área de interés serán la variable de radiación solar y velocidad del viento.

A continuación se presenta de manera gráfica la comparación de radiación solar en los territorios estudiados, buscando obtener una idea preliminar de una posible generación de energía en un escenario en que se los proyectos planteados dentro del plan de expansión entren en operación.

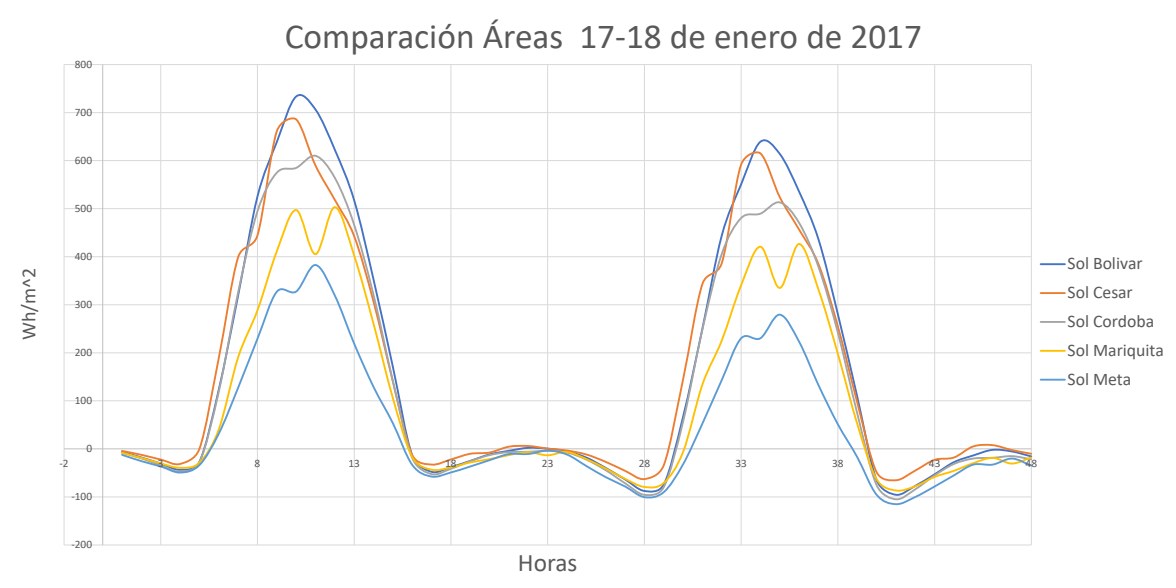


Figura 32. Comparación radiación solar por área 17-18 de enero de 2017

5.4 Resultados

El modelo en el software R, luego de realizarse el pronóstico del recurso primario, se calcula los errores estándar para cada uno de los puntos pronosticados. Adicionalmente, se obtiene la desviación estándar del modelo ajustado, buscando que sea lo más pequeño posible, asegurando así que el modelo para cada periodo de pronóstico se ajuste de manera adecuada.

A continuación, se presentan algunos pronósticos del recurso primario de manera gráfica para los meses de abril y julio, estos meses fueron elegidos de manera aleatoria.

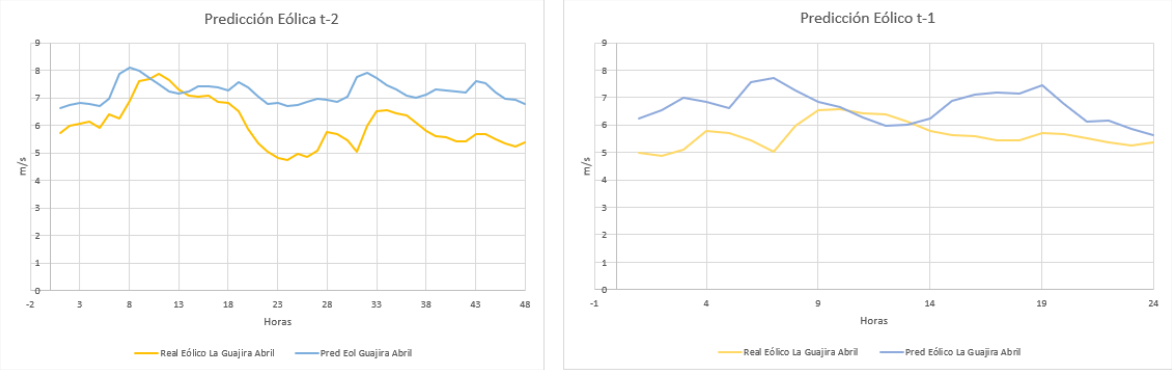


Figura 33. Predicción velocidad de viento t-2 y t-1 enero 2017

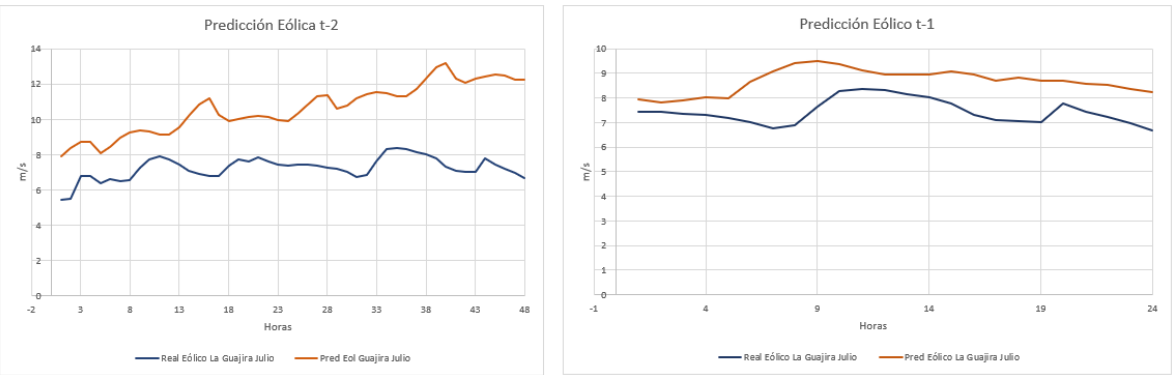


Figura 34. Predicción velocidad de viento t-2 y t-1 julio 2017

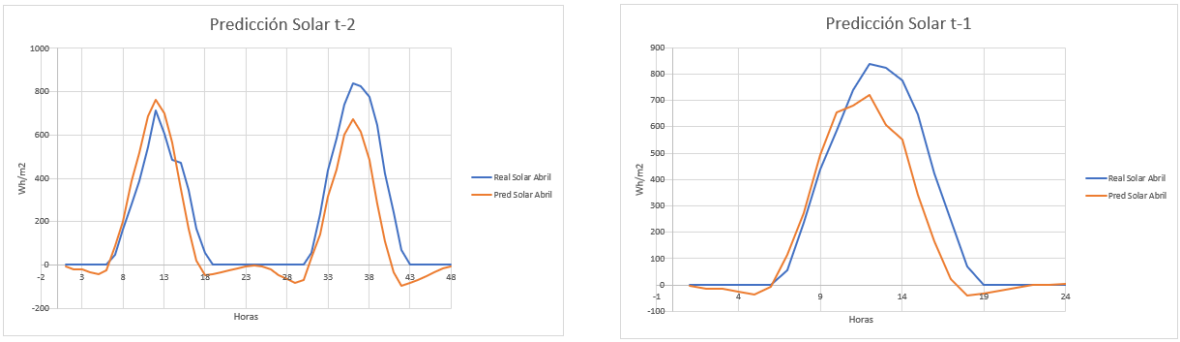


Figura 35. Predicción radiación solar t-2 y t-1 enero 2017

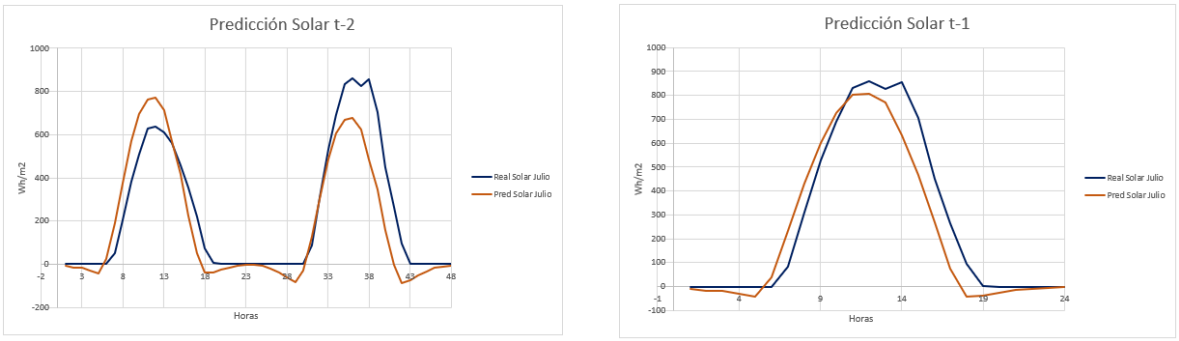


Figura 36. Predicción radiación solar t-2 y t-1 julio 2017

Como se puede observar, en la mayoría de los casos el modelo proyecta de manera adecuada las variables de radiación y velocidad de viento, cuando se realiza el pronóstico de ***t-1*** se observa un mejor ajuste debido a que se cuenta con datos más cercanos al día de pronóstico, reduciendo así el error estándar de cada punto pronosticado.

En el modelo de autorregresión se pueden obtener los gráficos de la serie de tiempo con el área que comprende el error estándar, siendo un insumo de gran importancia para el generador ya que con este podría tomar decisiones en la oferta final de generación.

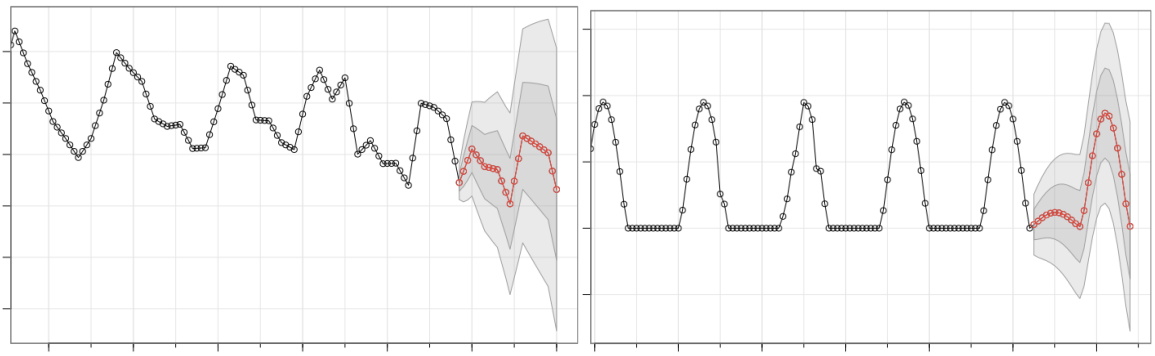


Figura 37. Pronósticos t-1 eólico y solar con error estándar

5.5 Estimación de la generación esperada

El objetivo del cálculo de la energía generada cada hora del parque de generación renovable es que esta información sirva de insumo para el modelo de optimización del despacho vinculante y las sesiones intradiarias en este tipo de generadores; por esta razón a partir de la información de los recursos primarios (velocidad de viento y radiación solar) y aplicando las características de proyectos típicos e información de fabricantes se calcula la generación esperada.

En el ejercicio de análisis se realizan proyecciones de generación con dos días de anticipación (T-2) para comparar como varía la calidad del pronóstico con un día de anticipación (T-1) y los valores reales del día bajo análisis (T).

A continuación se muestra el ejemplo para la generación esperada eólica en el año 2024 con 700MW de capacidad instalada (capacidad esperada en operación durante todo el año 2024, incluye los proyectos adjudicados en las subastas de cargo por confiabilidad y contratación de largo plazo).

En la Figura 38 y Figura 39 se muestran los pronósticos realizados con un día de anticipación, con dos días de anticipación y el valor real, donde se observa la necesidad de contar con pronósticos con un alto nivel de confiabilidad para reducir las desviaciones

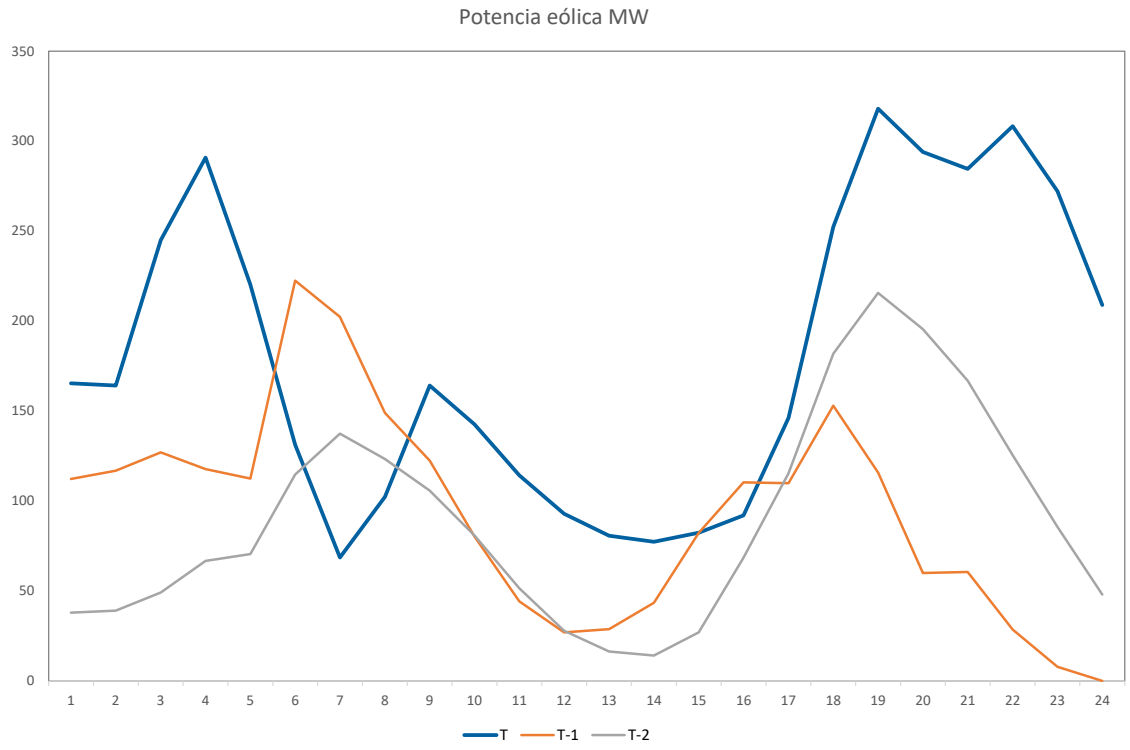


Figura 38. Generación eólica esperada

En la siguiente imagen se muestra la generación esperada solar para el año 2024 con 1400MW de capacidad instalada (capacidad esperada en operación durante todo el año 2024, incluye los proyectos adjudicados en las subastas de cargo por confiabilidad y contratación de largo plazo).

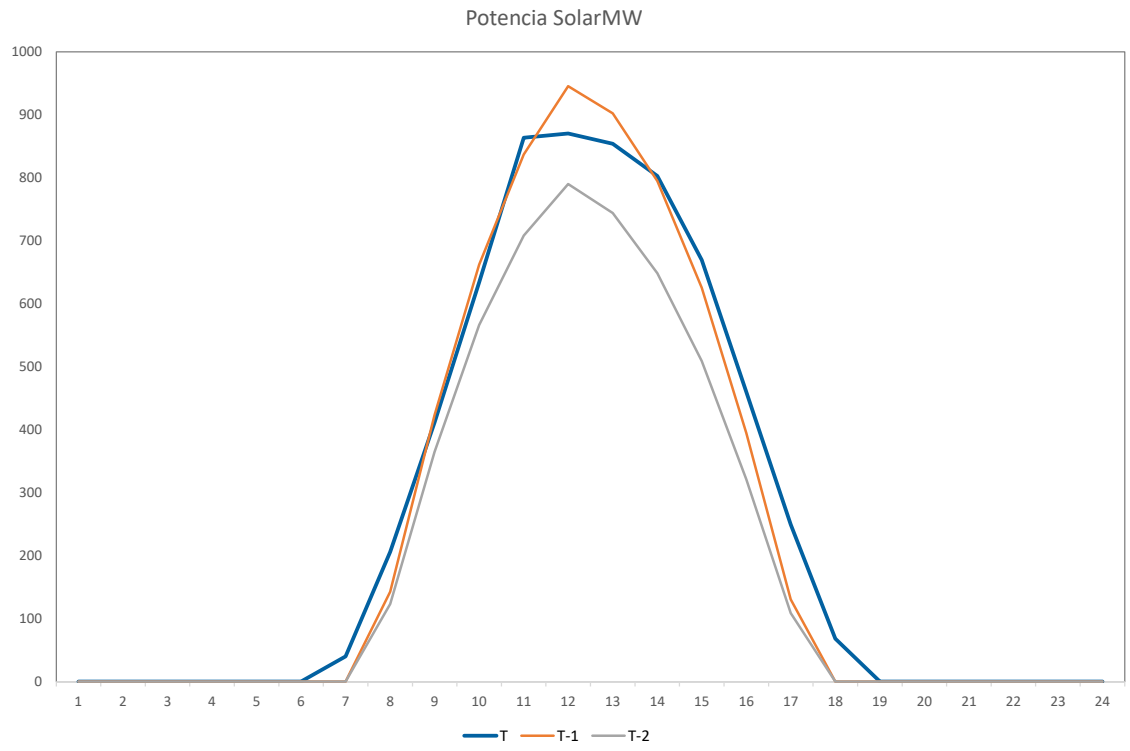


Figura 39. Generación solar esperada año

Los resultados obtenidos de estas estimaciones horarias de generación serán considerados en el modelo de optimización de simulación del despacho vinculante y los mercados intradiarios y permitirán evaluar el impacto de este en la operación de los proyectos de generación renovable no convencional.

6 Modelado de mercados intradiarios

6.1 Metodología para la simulación del mercado vinculante y mercados intradiarios

A continuación, se presenta el modelo conceptual integrado del mercado. Este modelo es tomado como referencia de los estudios analizados en el numeral 3 de este Informe.

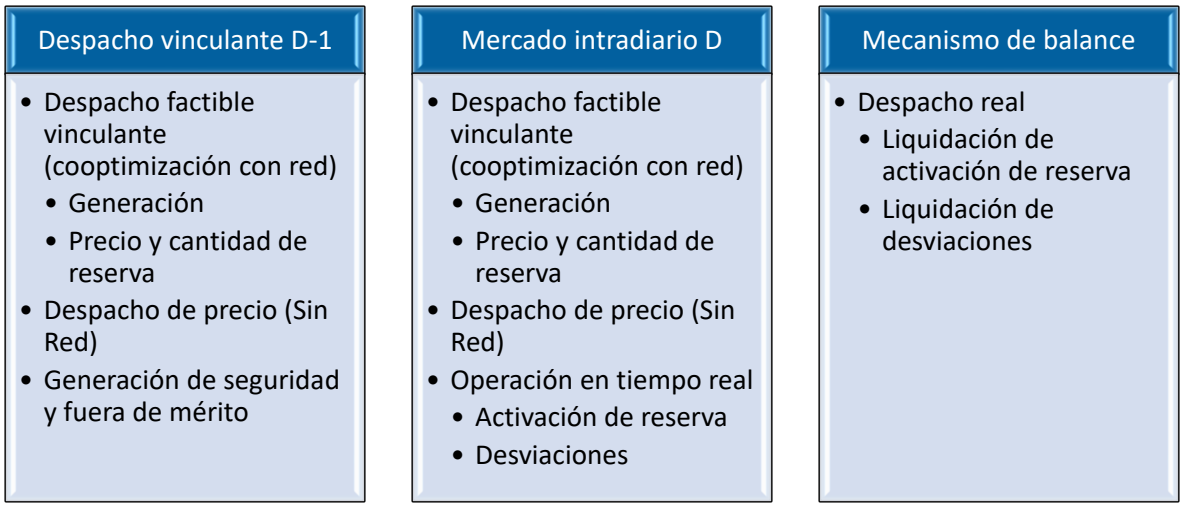


Figura 40. Modelo conceptual integrado del mercado

La metodología para la ejecución de las simulaciones tiene las siguientes consideraciones:

- El día anterior (D-1) a la operación se ejecuta un Despacho co-optimizado de energía y reserva, denominado Despacho Factible Vinculante (DFV) el cual considera las ofertas de cantidad y precio de energía, cantidad y precio de la reserva, reserva requerida por el sistema, la demanda proyectada y la red de transmisión. Este despacho fija las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precios de la reserva.
- El mismo día anterior, se ejecuta un Despacho de Precio (DPr) sin considerar co-optimización y considerando las ofertas de cantidad y precio de energía, sin considerar la reserva ni las restricciones de la red. Este despacho define el precio marginal de la energía denominado MPO (Máximo Precio de Oferta) del D-1 y es calculado como la planta flexible más costosa utilizada para la cobertura de la demanda sin considerar las restricciones de la red.
- Las sesiones del mercado Intradiario son ejecutadas con el mismo procedimiento y modelo que el despacho vinculante, volviendo a ejecutar un DFV y un Despacho de precio para todo el sistema, pero cambiando el horizonte de tiempo a un horizonte cuyo número de períodos es igual a los faltantes para completar la totalidad de períodos del día y ajustando la información de disponibilidad y precio de energía y reserva.

Para ejecutar estos despachos se requiere un modelo de optimización que considera entre otros los siguientes insumos:

- Disponibilidad y precio de la energía
- Disponibilidad y precio de la reserva
- Reserva máxima requerida por el sistema
- Modelado de la red y límites

- Demanda

A continuación se presentan las diferentes variables utilizadas para las simulaciones de los despachos del día anterior y de las sesiones intradiarias de los casos a ser analizados en esta asesoría. Así mismo, en el numeral 6.3 se describe en detalle el modelo de optimización utilizado para los análisis.

6.2 Variables del modelo

6.2.1 Generación oferta de los recursos (disponibilidad y precio)

Para la ejecución del modelo de optimización se requiere el modelado de la oferta de los diferentes recursos que tendrá disponible el sistema. Para lograr este objetivo se realiza una simulación con el modelo SDDP tal como fue explicado en el capítulo 4, y se obtienen las cantidades de generación de seguridad, el costo operativo de las plantas térmicas y el valor del agua. Tomando esta información como base se realiza el siguiente proceso por cada tecnología.

6.2.1.1 Recurso hídrico.

Precio

El precio para cada sesión se explica a continuación:

- El precio tomado para el despacho vinculante es igual al valor del agua modelado por el SDDP como se muestra en la Figura 27
- Para las sesiones intradiarias se analiza el comportamiento histórico de cada recurso, de esta manera se construye la distribución de probabilidad del precio de cada día con respecto al promedio del mes correspondiente (los valores son calculados en porcentaje con respecto a la media) tomando como referencia 3 años con hidrologías distintas, siendo 2014(Hidro media), 2016(Hidro baja) y 2018(Hidro alta). Los pasos seguidos para determinar el precio de oferta de cada recurso es el siguiente:
  1. De acuerdo a la hidrología y mes seleccionado se carga la distribución de probabilidad correspondiente para cada planta.
  2. El histórico está dado en porcentaje del precio medio que tenía cada recurso en ese año y mes, por lo que este valor será un factor de multiplicación del valor del agua. Se selecciona de manera aleatoria para cada sesión uno de los valores presentado en el mes y año histórico cargado. Se multiplica ese factor por el precio del agua calculado con el SDDP para las condiciones de demanda y plan de expansión establecido en el presente estudio y se le suma los otros costos variables (OCV) calculados por el ASIC.
  3. Queda establecido el precio del recurso. La oferta de precio es igual para todas las horas de la sesión.

Disponibilidad

Para la sesión del despacho vinculante todas las plantas hídricas presentan toda la disponibilidad calculada por el SDDP y a medida que van avanzando las sesiones, de manera aleatoria se selecciona una unidad de una planta hídrica y se declara indisponible. Para tener variabilidad y establecer el comportamiento del sistema ante cambios de disponibilidad

6.2.1.2 Recurso térmico

Precio

El precio para cada sesión se explica a continuación:

- El precio tomado para el despacho vinculante es igual al costo variable modelado por el SDDP
- Para las sesiones intradiarias se analiza el comportamiento histórico de cada recurso, de esta manera se construye la distribución de probabilidad del precio de cada día con respecto al promedio del mes correspondiente (los valores son calculados en porcentaje con respecto a la media) tomando como referencia 3 años con hidrologías distintas, distintas así: 2014 (Hidrología media), 2016 (Hidrología baja) y 2018 (Hidrología alta). Los pasos seguidos para determinar el precio de oferta de cada recurso son los siguientes:
  1. De acuerdo con la hidrología y mes seleccionado se carga la distribución de probabilidad correspondiente para cada planta.
  2. El histórico está dado en porcentaje del precio medio que tenía cada recurso en ese año y mes, por lo que este valor será un factor de multiplicación del costo variable térmico. Se selecciona de manera aleatoria para cada sesión uno de los valores presentado en el mes y año histórico cargado. Se multiplica ese factor por el costo variable térmico y se le suma los OCV
  3. Queda establecido el precio del recurso. La oferta de precio es igual para todas las horas de la sesión.

Disponibilidad.

De manera aleatoria se declara la indisponibilidad de una unidad de una planta térmica, de esta manera se analiza el impacto de la variación de disponibilidad en recursos térmicos

6.2.1.3 Renovables

Precio.

El precio ofertado durante todas las sesiones corresponde a los costos variables (OCV) calculados por el ASIC.

Disponiblidad

A partir del análisis del recurso primario desarrollado en el capítulo 5 de este Informe se realiza un pronóstico de la generación esperada agrupada para las plantas eólicas y solares, de la siguiente manera:

- Despacho vinculante: Pronostico con dos días de anticipación
- Sesiones intradiarias:
  - Sesión 1: Despacho con un día de anticipación – 1 desv Std
  - Sesión 2: Despacho con un día de anticipación – 0.5 desv Std
  - Sesión 3: Despacho con un día de anticipación
  - Sesión 4: Despacho con un día de anticipación + 0.5 desv Std

6.2.2 Red modelada

El modelo cuenta con una representación de áreas y enlaces; cada área posee tres atributos esenciales: demanda, plantas de generación asociadas y enlaces que las unen con otras áreas. En la Figura 41 podemos observar las áreas utilizadas en el estudio en donde las que poseen color gris corresponden a áreas que tiene demanda y/o generación mientras que las áreas verdes son áreas de enlace que permiten hacer un modelamiento adecuado de las interconexiones.

En cuanto a los enlaces estos siempre unen dos áreas y representan de manera indicativa los límites térmicos de las líneas que unen las distintas áreas. En la Figura 41 se pueden aprecias los distintos límites utilizados para este estudio (los límites son bidireccionales). El modelo no considera flujo DC y únicamente limita la cantidad de energía que fluye entre las distintas áreas.

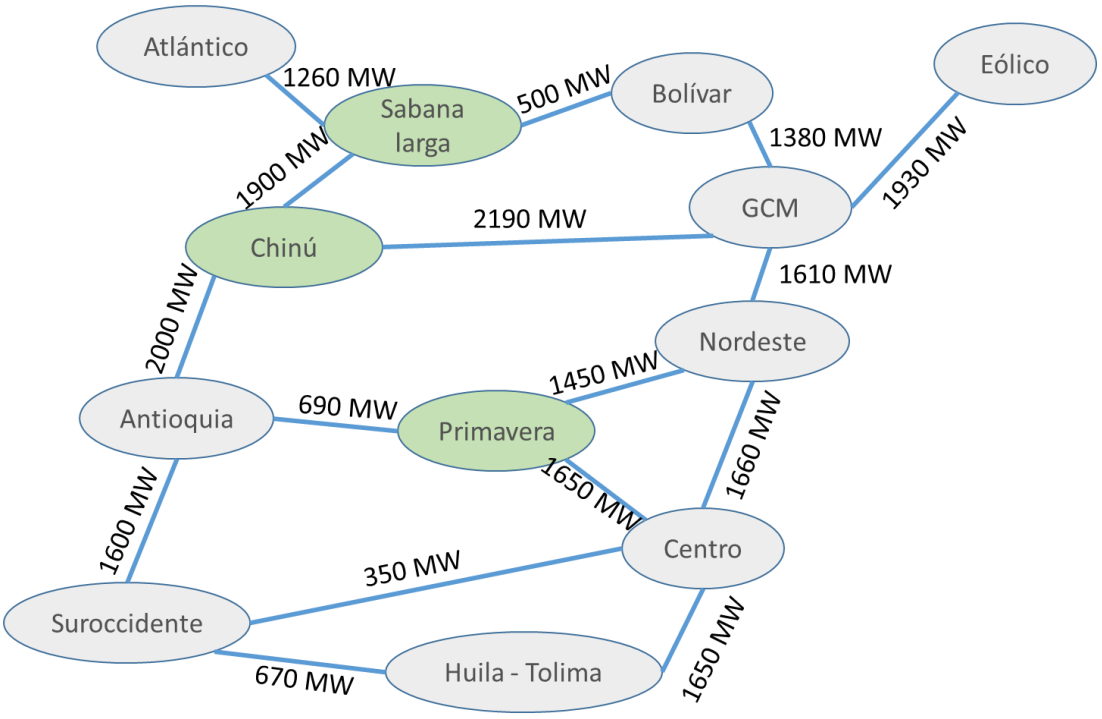


Figura 41. Representación de la Red

6.2.3 Demanda

A partir del comportamiento histórico de la demanda, se realiza una caracterización de la demanda horaria y con base en la proyección de demanda mensual de la UPME se aplican los factores de demanda encontrados en la historia para lograr modelar una demanda horaria para los años de análisis.

6.2.4 Requerimientos de reserva

El modelo considera requerimientos de reserva tanto para subir como para bajar.

El requerimiento de reserva a subir (Reserva UP) se establece como el 5% de la demanda de energía para todos los periodos y el requerimiento de reserva a bajar (Reserva DOWN) se establece como el 3% de la demanda de energía para todos los períodos.

6.2.5 Disponibilidad y precio de la reserva

Se estableció que únicamente prestan el servicio de reserva las plantas hidráulicas despachadas centralmente considerando como disponibilidad para prestar el servicio tanto para subir como para bajar su capacidad nominal.

El precio considerado para la reserva a subir corresponde a 1.2 veces el precio de la energía y el precio para la reserva a bajar se considera igual al precio de la energía.

6.3 Modelo co-optimizado de energía y reserva

A continuación se presenta el modelo de optimización, que considera la co-optimización de la energía y la reserva y que se utiliza para la ejecución del Despacho Factible Vinculante. Cabe resaltar que para la ejecución el Despacho de Precio se utiliza este mismo modelo, pero sin considerar la co-optimización ni las restricciones de la red.

6.3.1 Función objetivo

El objetivo del modelo de optimización es atender la demanda al mínimo costo posible. La función objetivo está dada por:

$$Minimize \sum_{h=1}^{H} \sum_{i=1}^{N} \left(C_{op}(i,h) \times g(i,h) + \pi_{rs}^{up}(i,h) \times {r_s}^{up}(i,h) + \pi_{rs}^{dn}(i,h) \times {r_s}^{dn}(i,h) \right) + \sum_{h=1}^{H} Cr \times \delta(h)$$

Donde:

H – Horizonte del problema de co-optimización ($H = 24$);

N – Número de unidades de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas etc.);

$g(i,h)$ - Cantidad asignada de la central i en la hora h para el mercado de energía;

C_{op} - Precio energía ofertado por cada planta;

${r_s}^{up}(i,h)$ - Cantidad asignada para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

π_{rs}^{up} = Precio ofertado reserva up;

${r_s}^{dn}(i,h)$ - Cantidad asignada para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

π_{rs}^{dn} Precio ofertado reserva down;

Cr – costo del racionamiento;

$\delta(h)$ - Variable que indica el racionamiento

6.3.2 Restricciones

La cantidad de generación asignada a cada recurso debe ser igual o menor a la disponibilidad declarada para el mismo, tanto en energía como en servicios complementarios:

- Límite de asignación en cada mercado para la hora $\boldsymbol{h}$:

$$g(i,h) \leq \hat{g}(i,h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H, \ i = 1, \ldots, N$$

$$r_s{}^{up}(i,h) \leq \hat{r}_s{}^{up}(i,h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H, \ i = 1, \ldots, N$$

$$r_s{}^{dn}(i,h) \leq \hat{r}_s{}^{dn}(i,h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H, \ i = 1, \ldots, N$$

Siendo:

$\hat{g}(i,h)$, $\hat{r}_s{}^{up}$ y $\hat{r}_s{}^{dn}$ las cantidades ofertadas por planta por período para energía, reserva up y down respectivamente.

- Se debe atender la demanda en cada hora:

$$\sum_{i=1}^{N} g(i,h) + \delta(h) = De(h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H$$

Donde:

$De(h)$ - demanda de energía a ser asignada para la hora h;

δ(h) – Energía racionada en el sistema para la hora h

- Se deben cumplir los requerimientos de reserva secundaria:

$$\sum_{i=1}^{N} r_s^{up}(i,h) \geq Rr_s{}^{up}(h), \text{para } h = 1, \ \ldots, H$$

$$\sum_{i=1}^{N} r_s{}^{dn}(i,h) \geq Rr_s{}^{dn}(h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H$$

Donde:

$r_s^{up}(i,h)$ Reserva up asignada al recurso i para la hora h

$r_s{}^{dn}(i,h)$ Reserva $down$ asignada al recurso i para la hora h

$Rr_s^{up}(h)$ - Requerimiento de reserva secundaria up en la hora h;

$Rr_s{}^{dn}(h)$ - Requerimiento de reserva secundaria $down$ en la hora h;

- Debe respetarse la capacidad de los generadores incluyendo reservas y energía:

$$g(i,h) + r_s^{up}(i,h) \leq \bar{g}(i,h) \times x(i,h), \text{para } h = 1, \ \ldots, \ H, \ i = 1, \ldots, N$$

Donde:

$x(i,h)$ - variable que indica que la unidad i esta despachada en la hora h. $x(i,0)$ indica el estado (encendido o apagado) de la unidad en la hora 0;

$\bar{g}(i,h)$ - es la generación máxima de la planta *i*;

- Debe respetarse el mínimo técnico de las unidades de generación:

$$g(i,h) - r_s^{dn}(i,h) \geq \max\left\{\underline{g_c}(i,h),\ \underline{g_f}(i)\right\} \times x(i,h), \text{para } h = 1,\ \ldots,\ H,\ \ i = 1, \ldots, N$$

Donde:

$\underline{g_c}(i,h)$ - es la generación mínima horaria de la planta *i por razones operativas*;

$\underline{g_f}(i)$ - es la generación mínima física de la planta *i*;

- En caso de tener generación forzada:

$$g(i,h) = \gamma(i,h),\ \text{para } h = 1,\ \ldots,\ H$$

Donde:

$\gamma(i,h)$ - generación forzada horaria para la hora h en la unidad i;

- Restricción de flujos entre áreas (Enlaces):

$$\sum_{l \in L(A_1,A_2)} f(l,h) \leq \bar{L}(A_1,A_2),\ \ para\ \ h = 1,\ \ldots, H$$

Donde:

$\bar{L}(A_1,A_2)$ – Límite superior de la suma de flujos de la restricción que sale del área 1 al área 2.

$L(A_1,A_2)$ – Conjunto de líneas que unen el área 1 al área 2.

$f(l,h)$ - Flujo de la línea l en la hora h.

- Restricción de atención de la demanda considerando flujos de entrada y salida entre áreas

$$\sum_{i \in \Psi(k)} g(i,h) - \sum_{l \in NF(k)} f(l,h) + \sum_{l \in NT(k)} f(l,h) + \delta(k,h) = De(k,h),\ \ \text{para } k = 1, \ldots K, h = 1,\ \ldots,\ H$$

Donde:

K – Número de nodos del sistema de transmisión;

L – Número de circuitos (líneas de transmisión, transformadores, etc.);

$\Psi(k)$ – Conjunto de generadores conectados a la barra k;

$NF(k)$ – Conjunto de líneas cuyo nodo origen es la barra k;

$NT(k)$ – Conjunto de líneas cuyo nodo destino es la barra k;

$f(l,h)$ – Flujo de potencia en la hora h por el circuito l, cuyos nodos origen y destino son las $j - k$, respectivamente;

$De(k,h)$ – Remanda de la barra k para la hora h;

$\delta(k,h)$ – Racionamiento en la barra k para la hora h;

7 Liquidación

Una vez ejecutados los diferentes despachos tanto el día anterior como durante las sesiones intradiarias debe realizarse para cada uno de ellos la liquidación de las transacciones correspondientes y adicionalmente se deben liquidar los conceptos requeridos en el mecanismo de balance.

7.1 Liquidación del día anterior

Como se mencionó anteriormente cuando se ejecuta el Despacho Factible Vinculante (DFV) se obtienen las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precio de la reserva. Así mismo, se ejecuta el despacho de precio para obtener el precio de la energía, Máximo Precio de Oferta (MPO) del día anterior.

Una vez se obtienen estos dos resultados se realiza el cálculo de las generaciones de seguridad y fuera de mérito como la determina la diferencia entre la cantidad de energía despachada en el DFV y la cantidad de energía despachada en el Despacho de Precio (DPr). Si para un determinado recurso esta diferencia es mayor que cero aparece una generación de seguridad fuera de mérito, la cual se valora al precio de reconciliación. El costo de restricciones se valora como la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el MPO establecido en la regulación vigente.

La liquidación del día anterior se realiza de la siguiente forma:

LIQUIDACIÓN ENERGÍA	Liquidación Energía= (Energía DFV) x MPO + Energía fuera de mérito x Precio Reconciliación
LIQUIDACIÓN DISPONIBILIDAD PARA PRESTAR EL SERVICIO DE RESERVA	Liquidación disponibilidad reserva= Q Reserva asignada en el DFV x Precio de reserva en el DFV

Figura 42. Liquidación del día anterior

7.2 Liquidación sesiones intradiarias

En las sesiones del mercado intradiario se ejecuta el DFV y DPr obteniéndose de manera similar al día anterior las cantidades de energía y reserva y los precios de la sesión correspondiente.

La liquidación de las sesiones se realiza de la siguiente forma:

LIQUIDACIÓN ENERGÍA	Liquidación estándar (Pago sesión anterior + Delta energía * Precio Sesión) Liquidaciones especiales (Únicamente generación seguridad)
LIQUIDACIÓN DISPONIBILIDAD PARA PRESTAR EL SERVICIO DE RESERVA	Liquidación disponibilidad reserva= Q Reserva asignada en el DFV x Precio de reserva en el DFV de la sesión

Figura 43. Liquidación Sesiones intradiarias

Cabe resaltar que teniendo en cuenta la propuesta del Estudio PHC-PSR presentada en numeral 3.3 de este Informe, para la liquidación de los mercados intradiarios se realiza la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión, dado que es la forma más sencilla y que genera menos incertidumbres para los agentes.

7.3 Mecanismo de balance

En el mecanismo de balance se liquidan las activaciones de reserva y las desviaciones entre el despacho real y el despacho factible vinculante y se compone de los siguientes aspectos:

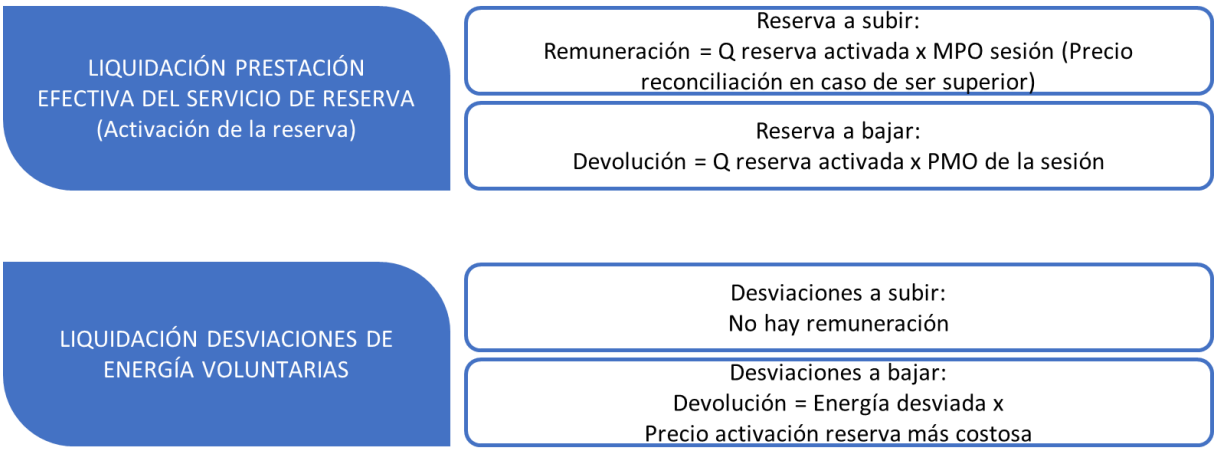


Figura 44. Liquidación Mecanismo de balance

8 Análisis de resultados

8.1 Casos analizados

Para el desarrollo del análisis se ejecutaron simulaciones utilizando la metodología y los supuestos descritos en el numeral 6 de este Informe. Las simulaciones se realizaron para un día de cada mes de los años 2024 y 2025 y se consideraron tres hidrologías (Alta, media y baja).

A partir de los resultados obtenidos se realizaron las liquidaciones tanto de energía como de reserva correspondientes a cada una de las etapas del proceso; es decir, el despacho del día anterior (Despacho Vinculante y Despacho de Precio), las sesiones del mercado intradiario y el mecanismo de balance.

Adicionalmente, con el fin de analizar el impacto que tendrán el despacho vinculante y los mercados intradiarios en los proyectos de generación renovable, específicamente solar y eólica se ejecutó un caso base considerando las reglas actuales del mercado, tanto para la liquidación de la energía y la reserva como para las desviaciones (Resolución CREG 060 de 2019)

Vale la pena destacar que el impacto para las plantas de generación variables (solares y eólicas) con el nuevo esquema de mercado no será de grandes proporciones debido a que actualmente estas plantas tienen la opción de solicitar hasta cuatro redespachos en un solo día bajo la causal de aumento o reducción de la disponibilidad de la planta, de acuerdo con el artículo 34 de la Resolución CREG 060 de 2019. La principal diferencia será que en el esquema de mercados intradiarios se tendrán unas horas especificas donde se declara la disponibilidad y que también será posible modificar el precio ofertado.

Adicionalmente bajo la resolución CREG 060 de 2019 las plantas de generación variables tienen un esquema diferenciado de pago de desviaciones el cual tiene un valor de tolerancia variable en función de la desviación porcentual por estas razones se espera que el impacto para este tipo de tecnologías sea bajo. En el Anexo 1 de este documento se presenta un resumen de la metodología vigente para el cálculo de desviaciones.

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos en las simulaciones realizadas y el análisis respectivo. Se incluirán en esta parte del Informe los resultados y análisis para los casos simulados en el año 2024 con hidrología media, ya que el análisis y conclusiones para los demás casos son las mismas. En el Anexo 2 se incluyen los resultados de todos los casos.

8.2 Resultados Despacho del día anterior

Tal como se mencionó en el numeral 6.1, el día anterior a la operación se ejecuta el Despacho Factible Vinculante (DFV) co-optimizando energía y reserva, considerando las ofertas de cantidad y precio de energía, cantidad y precio de la reserva, reserva requerida por el sistema, la demanda proyectada y la red de transmisión.

Con este DFV se fijan las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precios de la reserva.

Posteriormente, se ejecuta el Despacho de Precio sin considerar la co-optimización y considerando las ofertas de cantidad y precio de energía, sin considerar la reserva ni las restricciones de la red. Este despacho define el precio marginal de la energía denominado MPO (Máximo Precio de Oferta) del día anterior.

En las siguientes figuras se presentan los resultados correspondientes al despacho del día anterior.

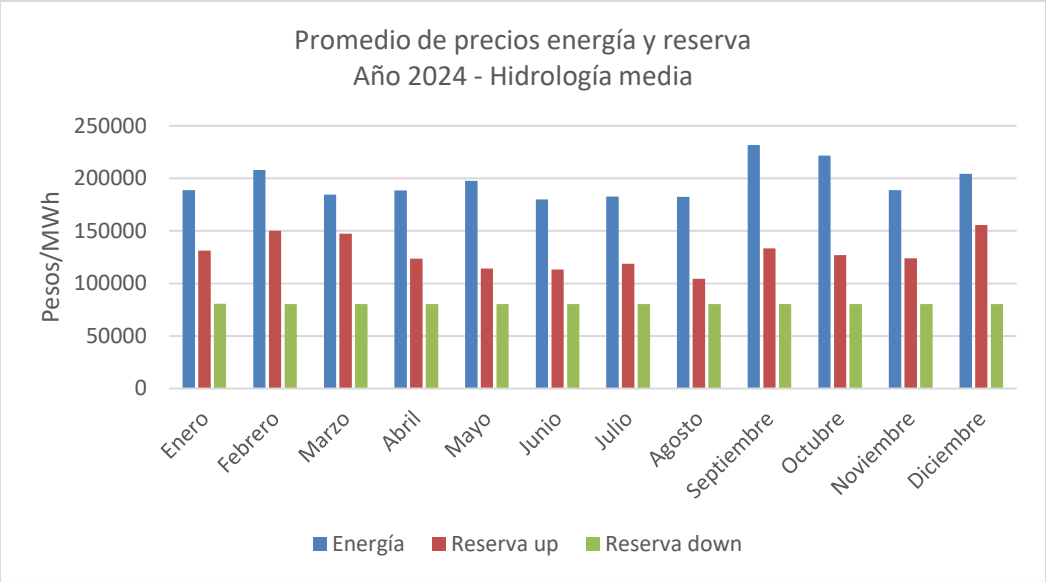
En la Figura 45 se presentan las cantidades de energía diaria despachada para los recursos renovables en el despacho del día anterior. Los valores presentados corresponden a la sumatoria de la energía despachada para los 24 períodos de cada día simulado en cada uno de los meses y para la hidrología media.[25]



Figura 45. Energía diaria despachada

[25] Cabe mencionar que la capacidad total instalada considerada en el modelo para las plantas solares para el año 2024 es de 1400MW y para las plantas eólicas es de 700 MW para 2024 y 1600 MW 2025.

En la Figura 46 se presenta el promedio de los precios de energía y reserva obtenidos en el despacho del día anterior. Los valores presentados corresponden al promedio simple de los valores obtenidos para los 24 períodos de cada día simulado en cada uno de los meses y para la hidrología media.



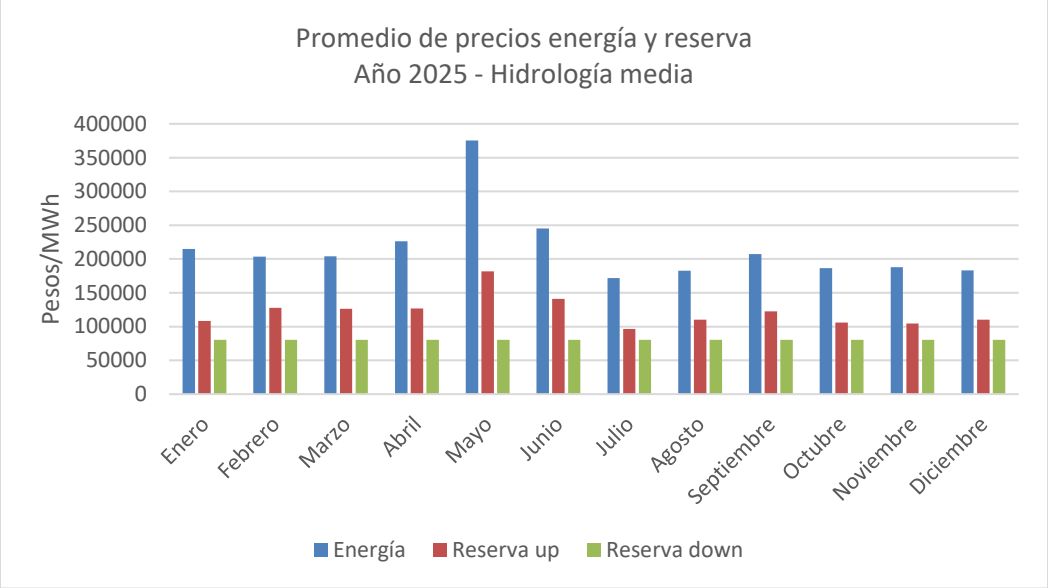


Figura 46. Promedio de precios energía y reserva

Algunos aspectos para resaltar del Despacho del día anterior son los siguientes:

- Es importante resaltar que con la ejecución del DFV y el Despacho de Precio el día anterior es posible conocer las cantidades comprometidas de energía y el precio un día antes a la operación lo cual permitiría mejorar la liquidez en el mercado.
- Dado que la oferta de energía y reserva son independientes es necesario que exista un mecanismo de control de poder de mercado para evitar que existan posibles especulaciones. En el numeral 8.4 se presenta el análisis del impacto que tendría el incremento del precio de la reserva en las liquidaciones del mercado.
- El ejecutar el despacho vinculante considerando la co-optimización de energía y reserva garantiza el resultado óptimo para la determinación de las cantidades de estas variables.

8.3 Mercado intradiario

Con las sesiones del mercado intradiario se busca ajustar las posiciones cerradas en el DFV. Tal como se mencionó en numeral 6.1 cada sesión se ejecuta utilizando el mismo procedimiento y modelo que el despacho vinculante, volviendo a ejecutar un DFV y un Despacho de precio para todo el sistema, pero cambiando el horizonte de tiempo a un horizonte cuyo número de períodos es igual a los faltantes para completar la totalidad de períodos del día y ajustando la información de disponibilidad y precio de energía y reserva.

Para el análisis se simularon cuatro sesiones del mercado intradiario y para las plantas renovables se consideraron cambios en las cantidades de energía ofertada tanto positivas como negativas. En la Figura 47, a manera de ejemplo se presentan los cambios de la disponibilidad en las distintas sesiones intradiarias tanto para las plantas solares como para las eólicas, para el día simulado en el mes de junio de 2024.

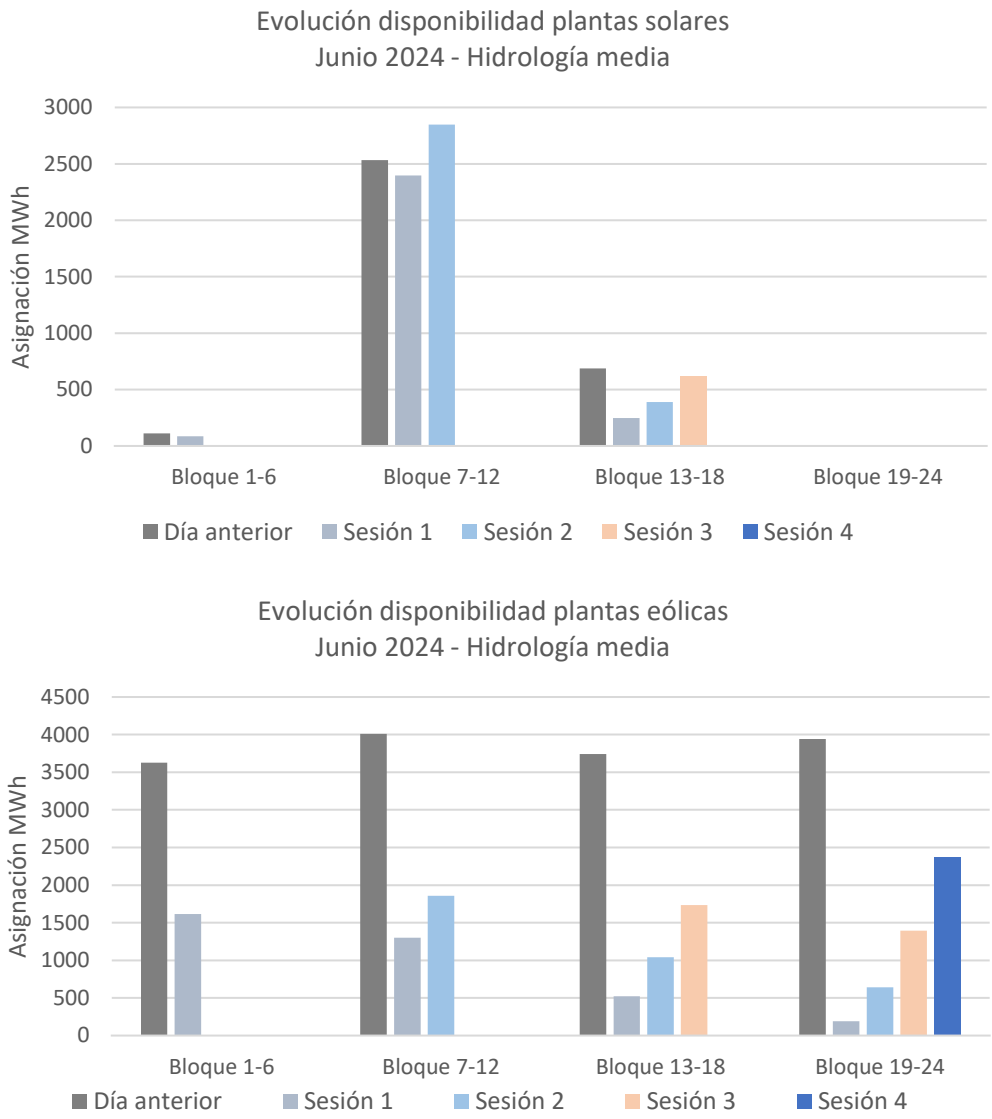


Figura 47. Evolución disponibilidad plantas solares y eólicas

En la Figura 48 se presenta el despacho de las plantas solares y eólicas tanto en el despacho del día anterior como en las sesiones intradiarias para cada día simulado en cada uno de los meses y para la hidrología media. La energía despachada de cada sesión corresponde a la energía de las 6 horas de la sesión mas las horas restantes hasta el período 24, teniendo en cuenta que el despacho de cada sesión se ejecuta para todos los períodos faltantes del día.

Se observa que dado el supuesto considerado para la disponibilidad de las plantas renovables en este estudio, las plantas solares tiene una tendencia a incrementar su producción en sesiones intradiarias y las plantas eólicas tienden a disminuirla. Este comportamiento no es inherente a la tecnología sino a la estrategia de cada agente.

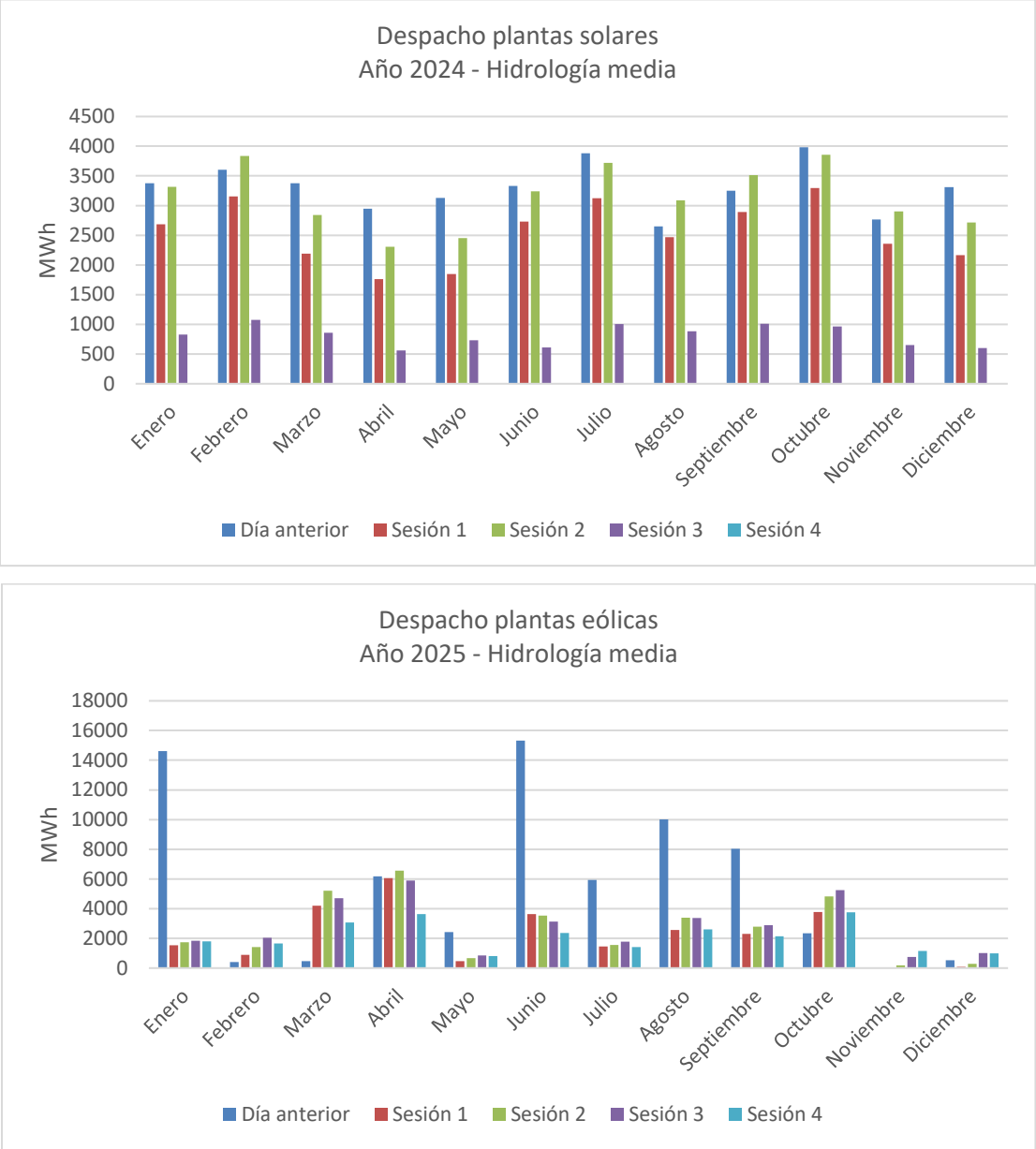


Figura 48. Despacho plantas solares y eólicas

En la Figura 49, a manera de ejemplo se presentan los MPO obtenidos en las distintas sesiones intradiarias, para el día simulado en el mes de junio de 2024.

En la Figura 50 se observa el precio del día anterior vs el precio consolidado luego de suceder los intradiarios para el día simulado en el mes de junio de 2024.

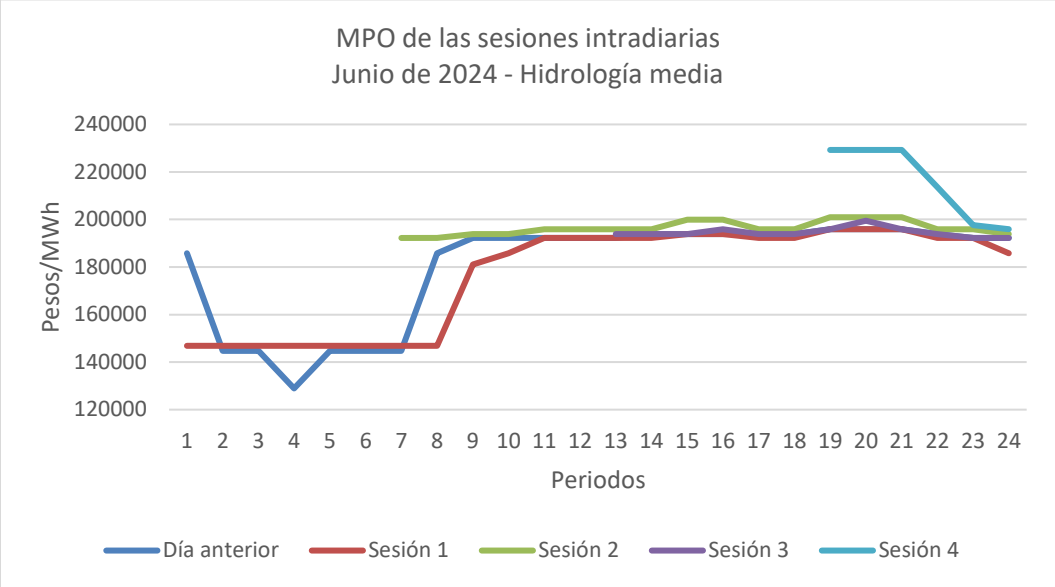


Figura 49. MPO día anterior y de las sesiones intradiarias

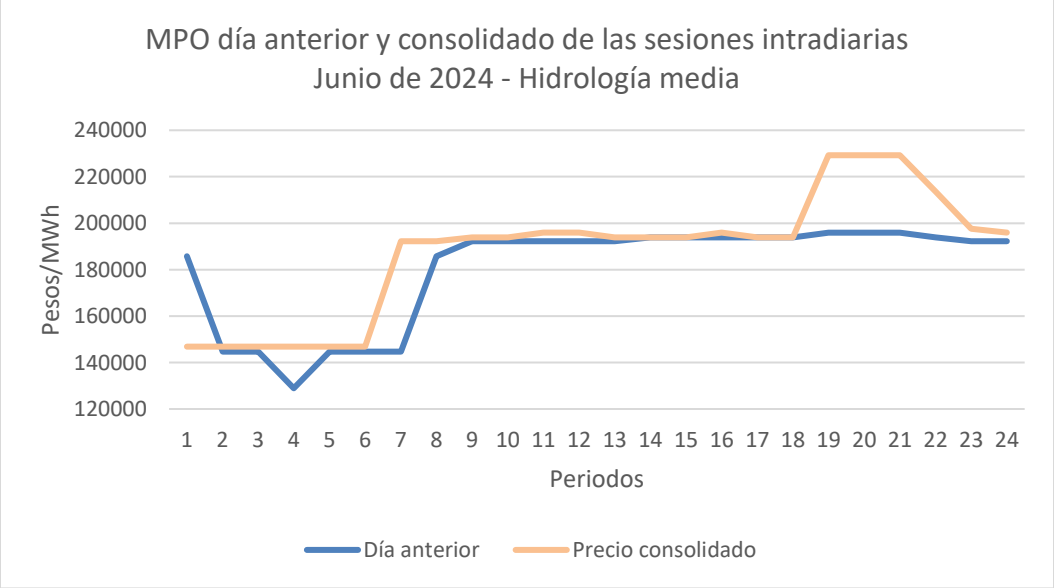


Figura 50. MPO día anterior y consolidado de las sesiones intradiarias

En la Figura 51 se observa el MPO obtenido tanto el despacho del día anterior como en las sesiones intradiarias para cada día simulado en cada uno de los meses y para la hidrología media.

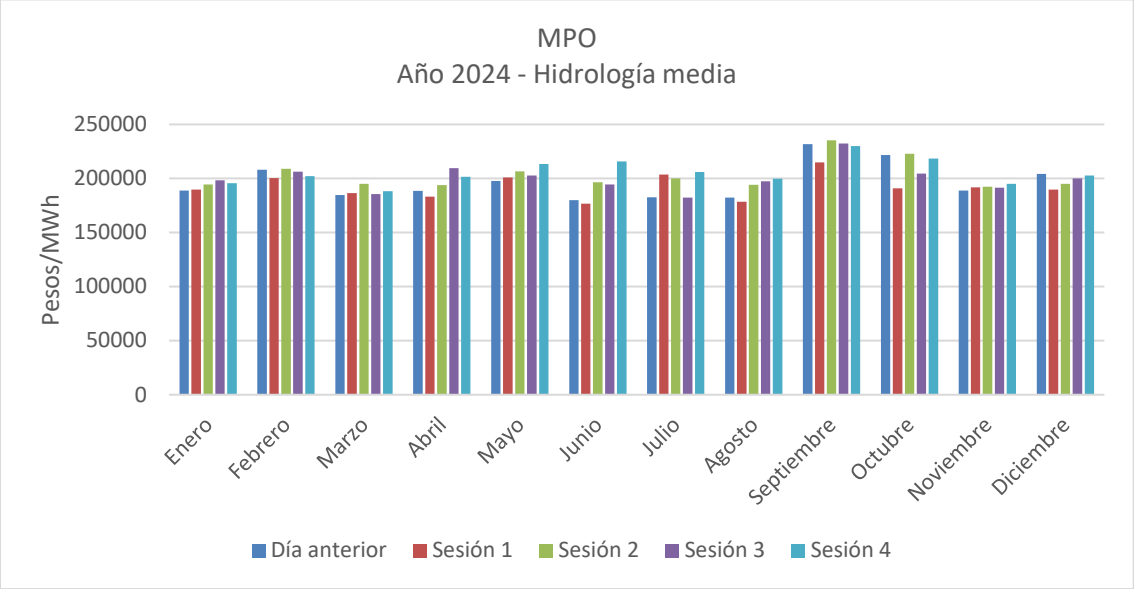


Figura 51. Máximo Precio de Oferta (MPO) - Año 2024

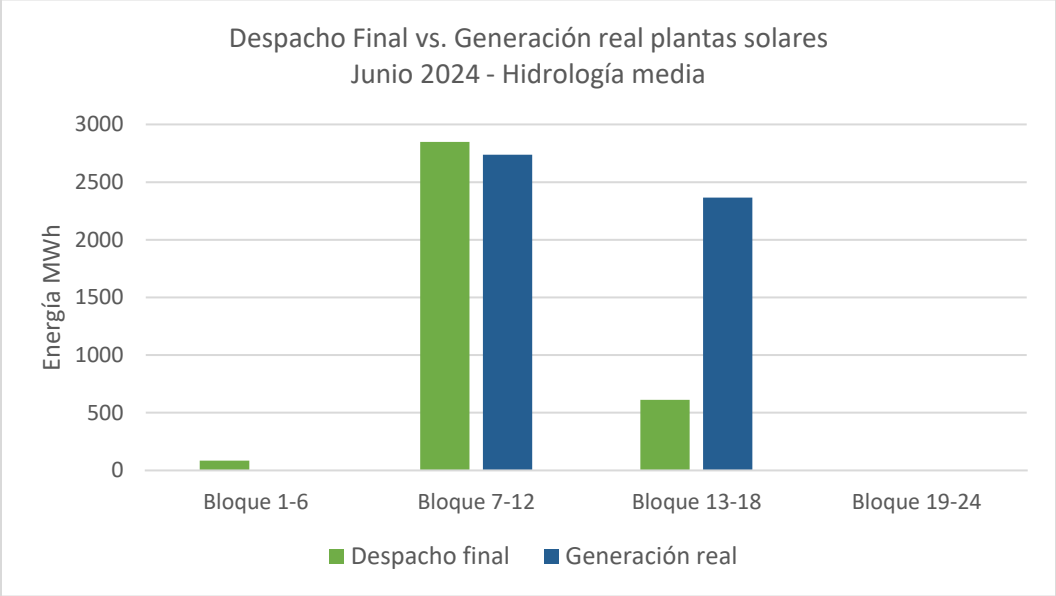
Se observa que a pesar de que en las sesiones intradiarias se simularon cambios considerables en algunas ofertas individuales, el MPO de las sesiones intradiarias no tiene un cambio significativo con relación al MPO del día anterior. Este mismo comportamiento se observó en el análisis realizado para el Mercado Ibérico presentado en el numeral 2.9.2 de este Informe.

Adicionalmente, el resultado muestra la tendencia que los MPO de las sesiones intradiarias son mayores que los MPO del día anterior. Esta tendencia se explica por el supuesto que se tiene un mercado altamente competitivo.

8.4 Mecanismo de balance

El objetivo del mecanismo de balance es ajustar el resultado de la operación en tiempo real teniendo en cuenta tanto la demanda como la generación. Con este mecanismo se liquidan todas las transacciones incluyendo las desviaciones y la activación de la reserva.

A manera de ejemplo se presenta en la Figura 52 para el día simulado en el mes de junio de 2024, la comparación de la generación obtenida del despacho final (considerando las modificaciones de los despachos intradiarios) y la generación real. A partir de las diferencias entre estos dos valores se determinan las desviaciones y la liquidación final.



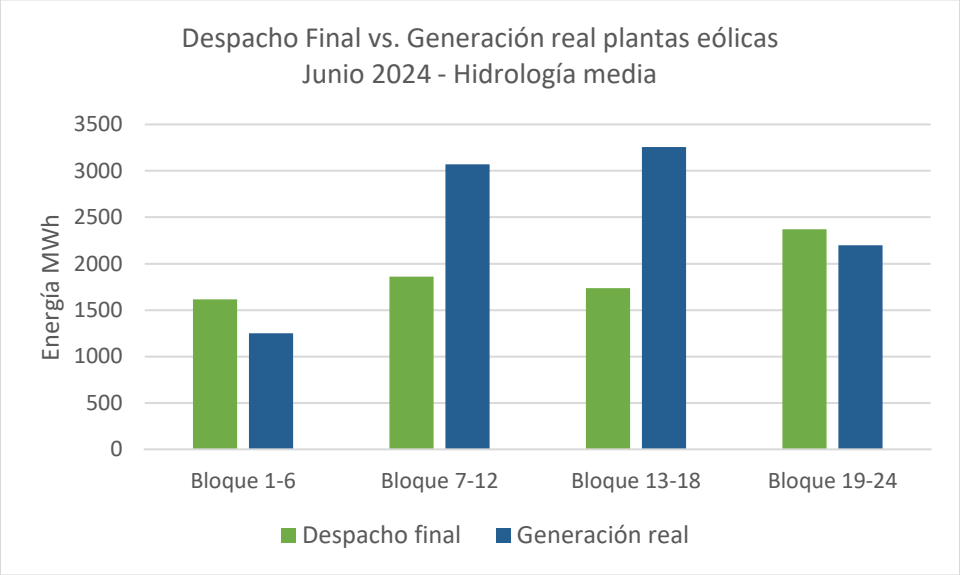
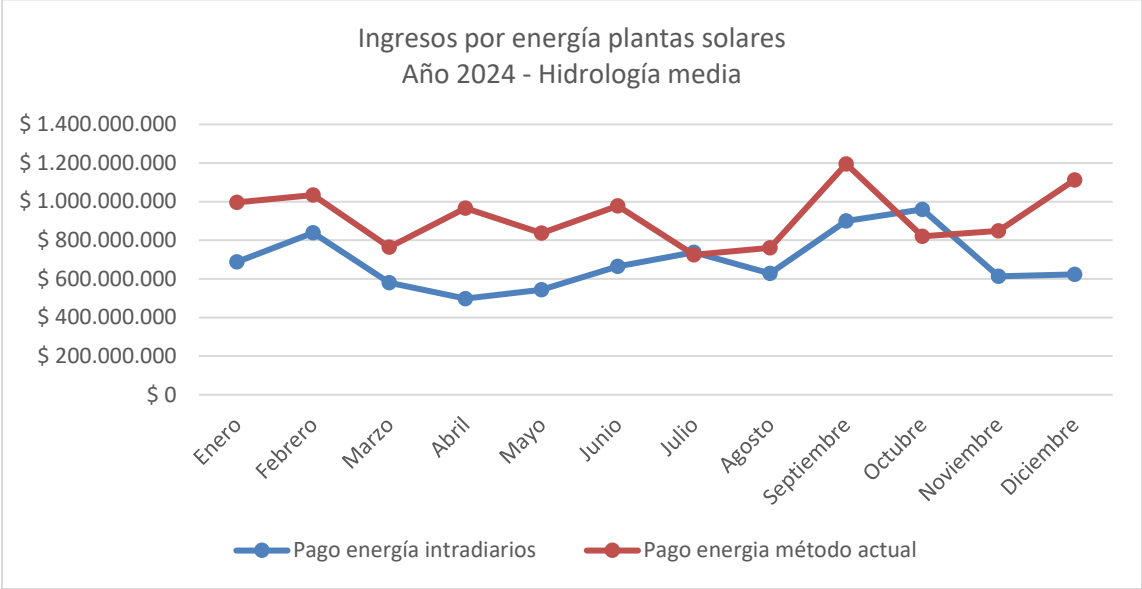


Figura 52. Comparación Despacho y Generación real plantas solares y eólicas

A continuación se presentan los principales resultados de las liquidaciones.

8.4.1 Liquidación de la energía

En la Figura 53 se presentan los resultados de los ingresos totales por energía tanto para las plantas solares como para las plantas eólicas para cada día simulado en cada uno de los meses del año 2024 y para la hidrología media. En este caso el ingreso por energía considerando los mercados intradiarios corresponde al calculado de acuerdo con la metodología descrita en los numerales 7.1 y 7.2 de este Informe y los ingresos de la metodología actual se calculan como el producto de la generación real y el precio de bolsa.



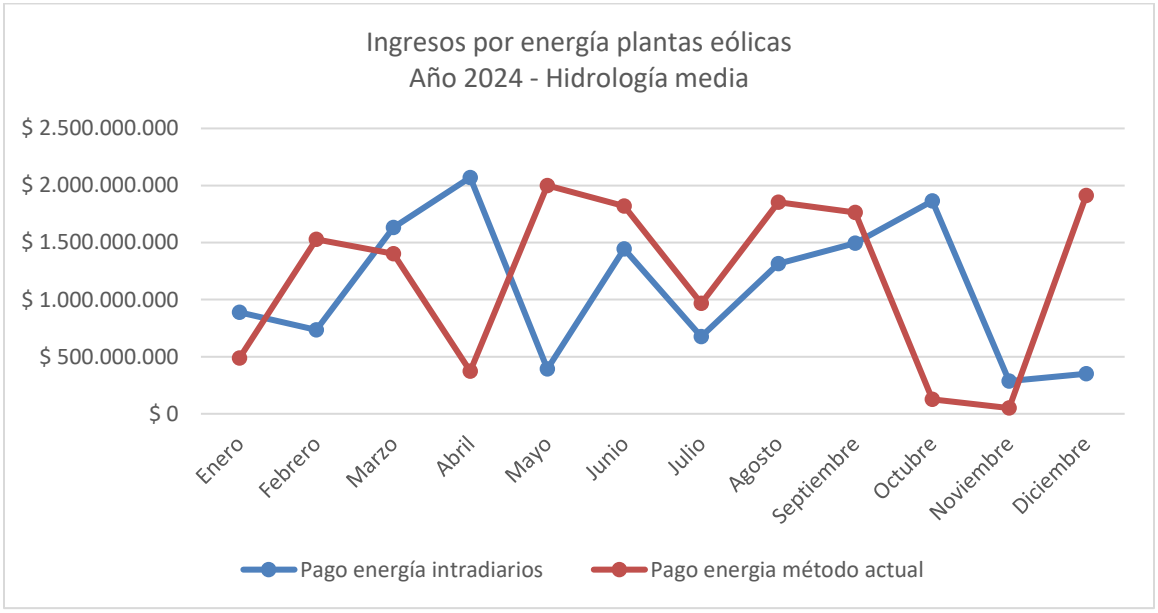
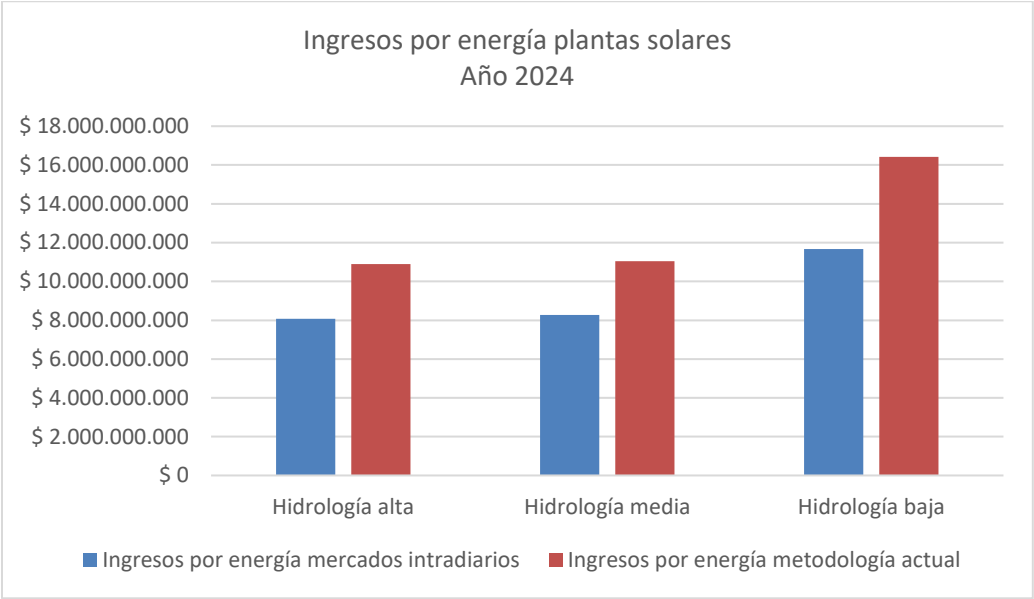


Figura 53. Ingresos por energía plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología media

Adicionalmente, en la Figura 54 se observa el consolidado de los ingresos anuales por energía tanto para las plantas solares como para las plantas eólicas para las diferentes hidrologías consideradas.



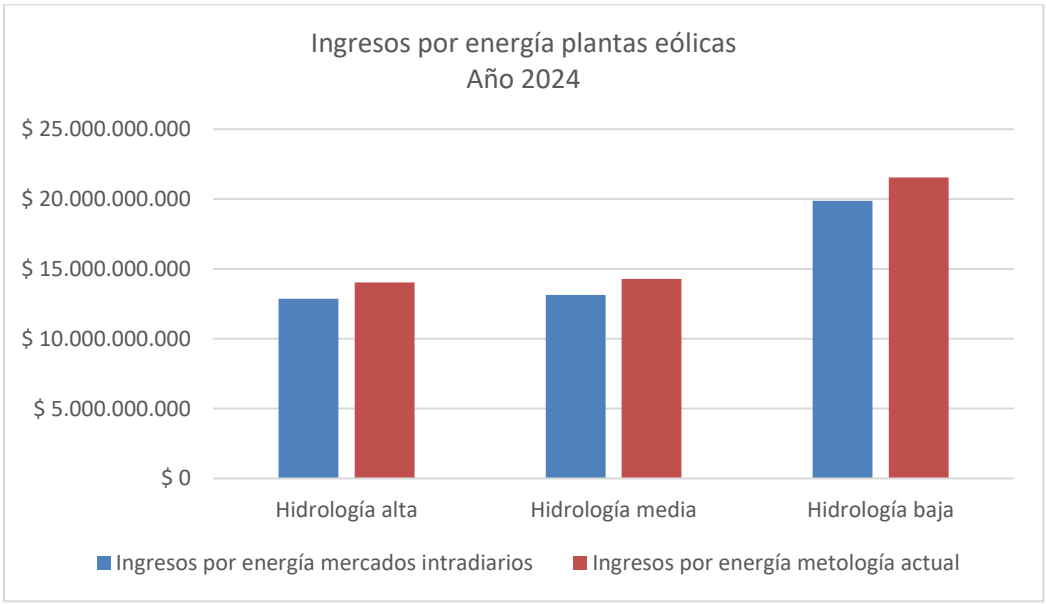


Figura 54. Ingresos por energía plantas solares y eólicas – Año 2024

Observamos que para ambas tecnologías el pago de energía es mayor con la metodología actual que con los mercados intradiarios, siendo más significativa la diferencia para el caso de las plantas solares. Este comportamiento se presenta debido a que la generación real es mayor que la asignada en el despacho vinculante y las sesiones intradiarias.

8.4.2 Liquidación de las desviaciones

La liquidación de las desviaciones se realiza considerando la diferencia entre la generación real y la generación programada y valorada de acuerdo a la metodología descrita en el numeral 7.3 de este Informe.

Para la metodología actual la liquidación de las desviaciones se realiza considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2019 de acuerdo a lo descrito en el numeral 8.1 de este informe.

En la Figura 55 se observa el costo de las desviaciones de las plantas solares y eólicas para cada día simulado en cada uno de los meses del año 2024 y para la hidrología media.

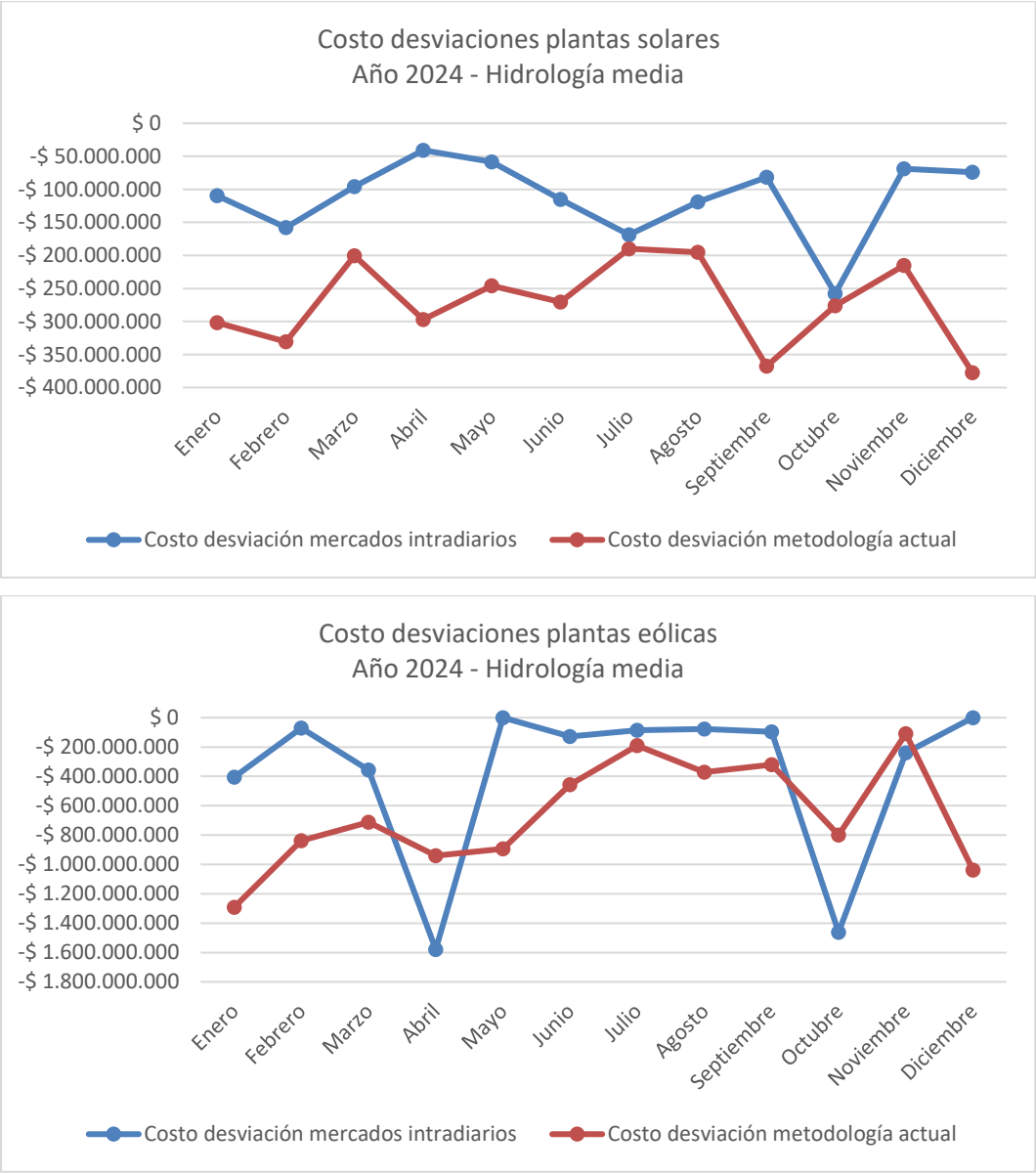


Figura 55. Costo de desviaciones plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología media

Adicionalmente, en la Figura 56 se observa el consolidado de los costos anuales de las desviaciones tanto para las plantas solares como para las plantas eólicas para las diferentes hidrologías consideradas.

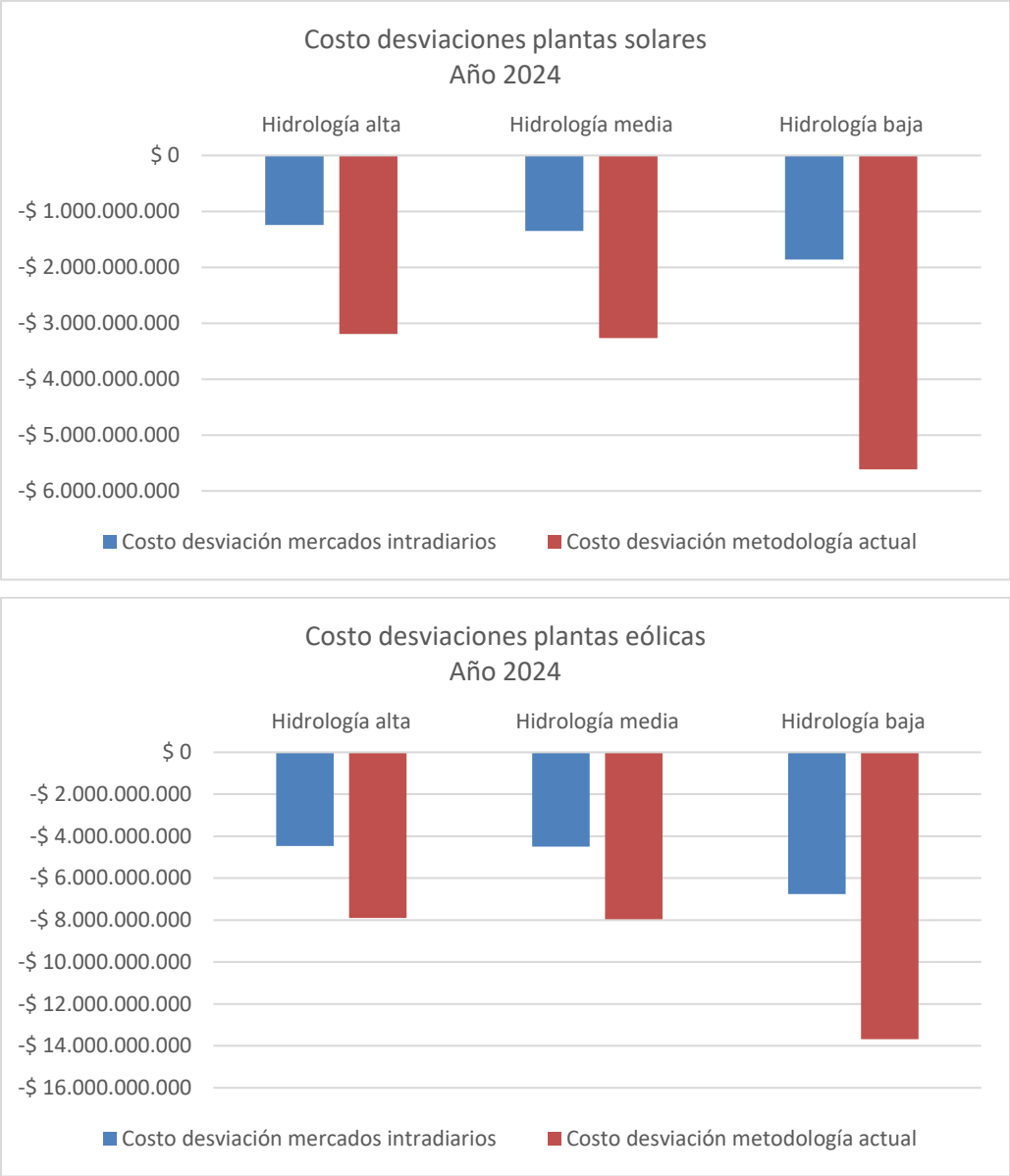


Figura 56. Costo de desviaciones plantas solares y eólicas – Año 2024

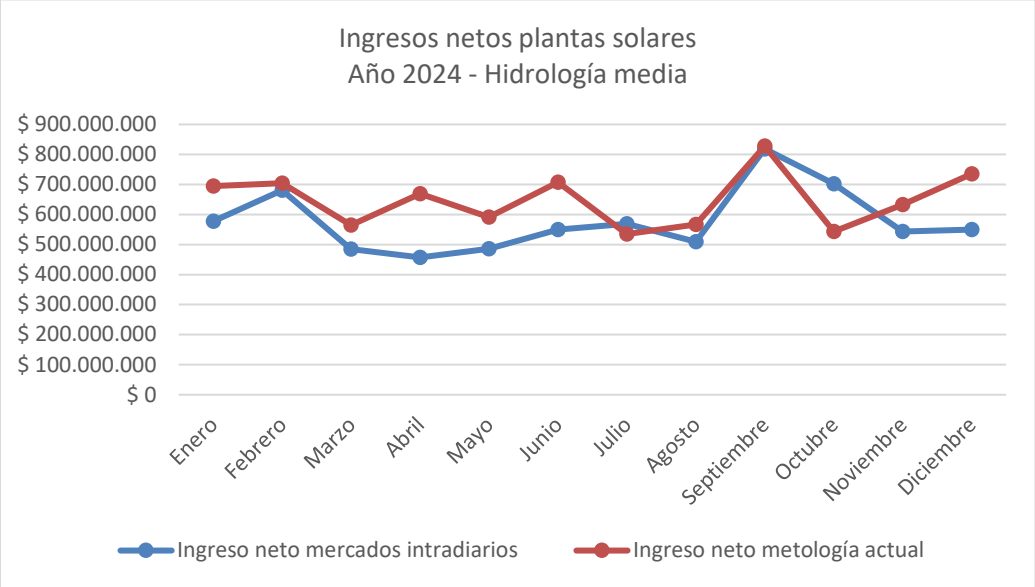
Se observa que en todos los casos las desviaciones tienen una magnitud mayor con la metodología actual. Esto se debe a que en la metodología actual el generador debe devolver dinero tanto para las desviaciones positivas como para las negativas. En contraste, con la metodología propuesta de los mercados intradiarios en la cual solo debe devolver cuando se tienen desviaciones negativas. Esta conclusión es válida solamente cuando el precio marginal de la reserva sea menor que la diferencia entre el MPO y el precio de oferta.

8.4.3 Ingresos netos

Los ingresos netos corresponden a la diferencia entre los ingresos por energía y los costos de desviaciones. En la Figura 57 se observan los ingresos netos obtenidos tanto para las plantas solares como para las eólicas para cada día simulado en cada uno de los meses del año 2024 y para la hidrología media.

En la Figura 58 se observan los ingresos netos obtenidos durante el año 2024 para las tres hidrologías evaluadas.

Con los supuestos que las plantas solares venden en las sesiones intradiarias, se observa que con la metodología actual se obtienen unos ingresos mayores. De forma contraria, para las plantas eólicas se observa que con la metodología actual los ingresos son menores, incluso en algunos casos se presentan valores negativos. Esto comportamiento será analizado más adelante.



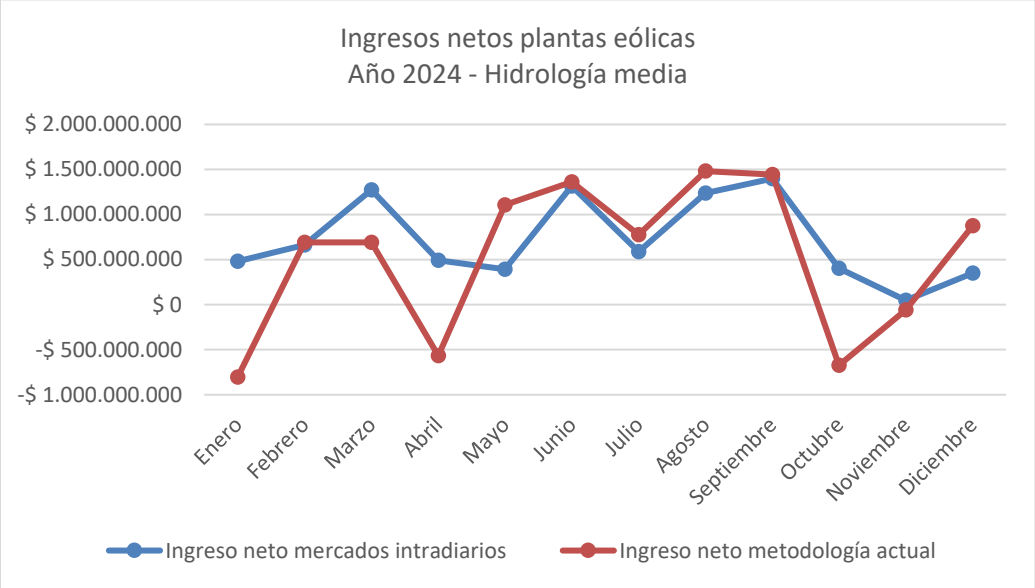


Figura 57. Ingresos netos plantas solares y eólicas – Año 2024 – Hidrología Media

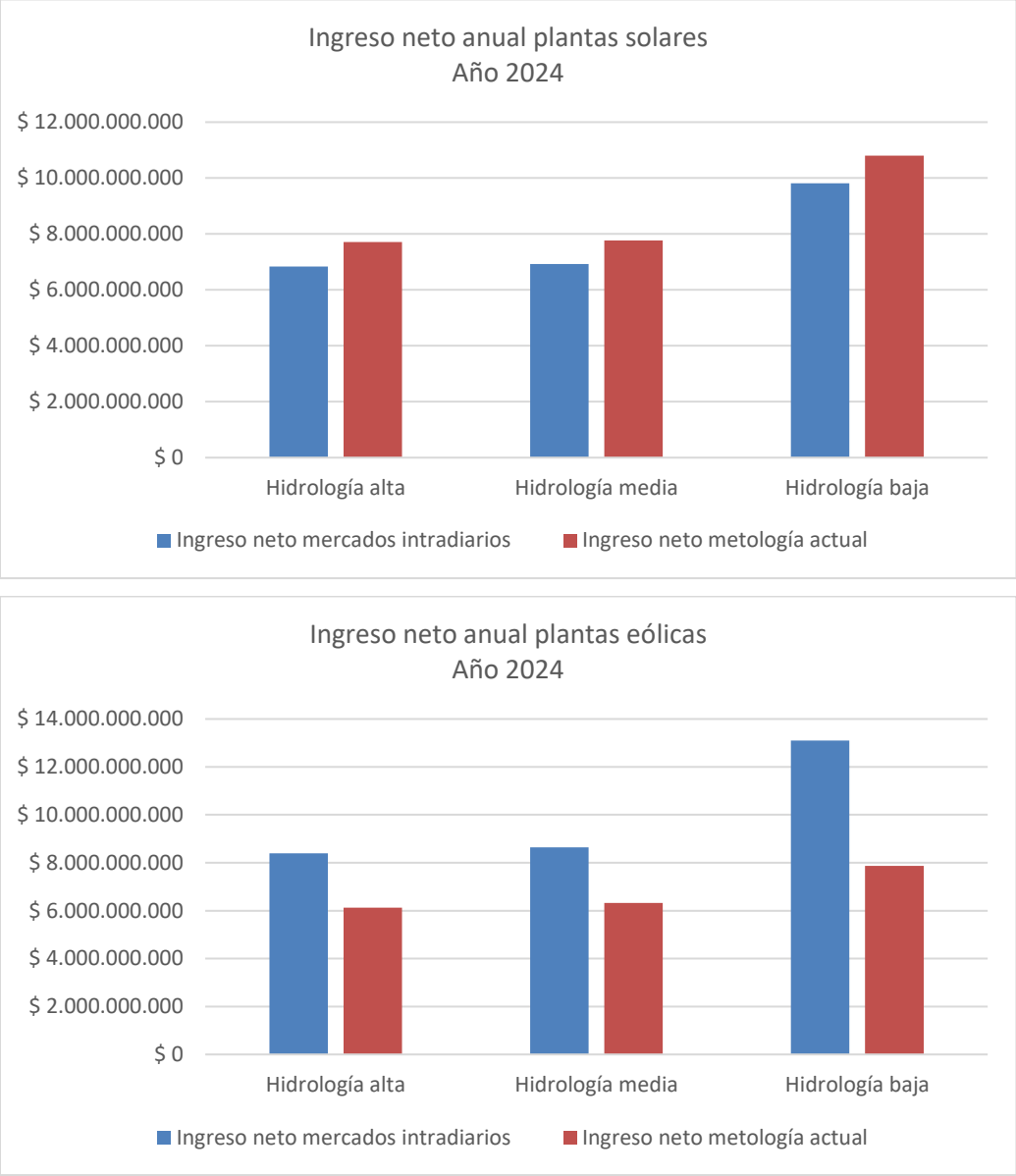
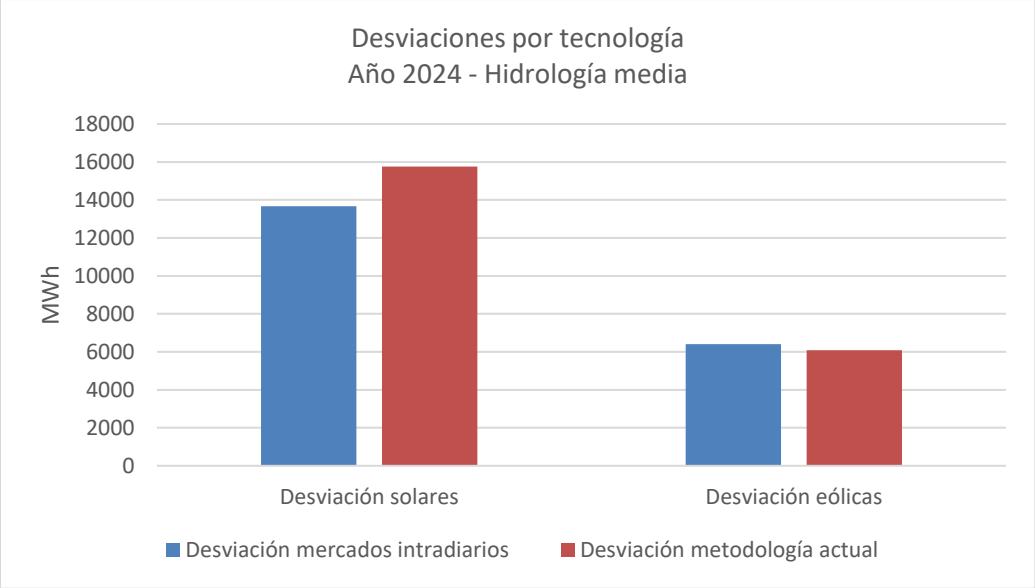


Figura 58. Ingreso neto anual plantas solares y eólicas - Año 2024

Como ya se mencionó, se observa que las plantas solares tienen un mayor ingreso neto con la metodología actual que con los mercados intradiarios y lo contrario sucede para las plantas eólicas. Para entender este resultado, es necesario aclarar que esto es debido a la forma en la que se implementaron los pronósticos de disponibilidad para cada una de estas tecnologías. Para el caso de las plantas solares la actualización de su disponibilidad (Despacho) y la generación real llevó a que presentaran desviaciones positivas. Por el contrario, en las plantas eólicas su generación real estuvo muy cerca del despacho y en algunos casos estuvo por debajo de este presentando desviaciones negativas.

En la Figura 59 se observan las desviaciones en energía por tecnología para los años simulados para la hidrología media.



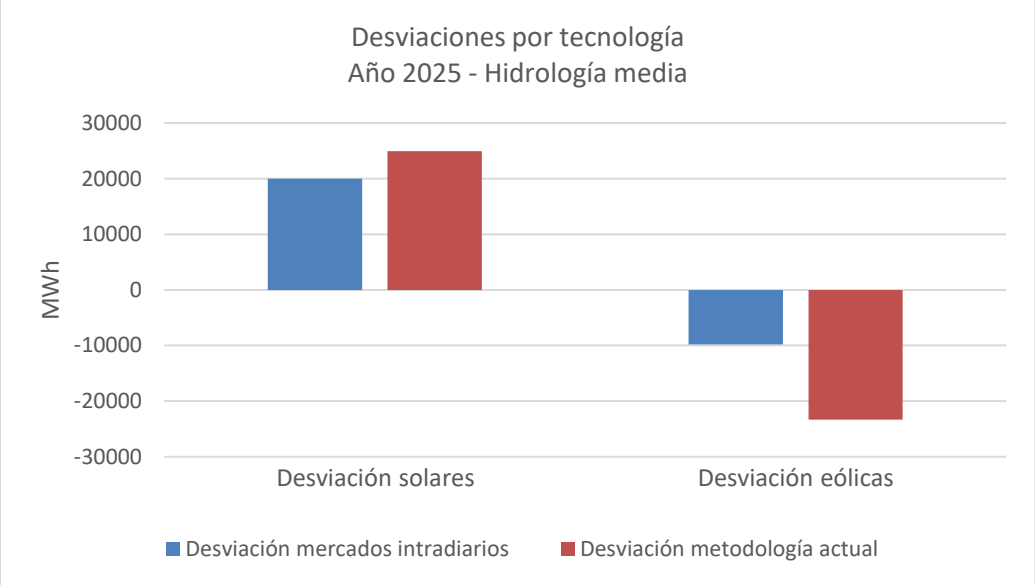


Figura 59. Desviaciones por tecnología - Año 2024 y 2025 – Hidrología media

El comportamiento asociado a las plantas solares se debe a que en la metodología actual se remunera la totalidad de la generación real de la planta (Independiente de su desviación) y luego se cobra una penalidad por la desviación valorada al MPO menos el precio de oferta: esto significa que a pesar de que una planta se desvía positivamente, la energía desviada tiene remuneración. Por el contrario, en la metodología de los mercados intradiarios no se tiene ninguna remuneración por las desviaciones positivas. Esto hace que el ingreso sea mayor con la metodología actual que con los mercados intradiarios

El comportamiento de las plantas eólicas se debe a que las desviaciones que se presentan son negativas y en la metodología de los mercados intradiarios estas se valoran al precio de la reserva más costosa. Dado el supuesto de precio de la reserva que se hizo en este estudio, el precio de la reserva el modelo de co-optimización asignó reservas con precios por debajo del precio de la energía y por tanto el costo de las desviaciones es menor al que se calcula con la metodología actual y por tanto, el ingreso neto resulta mayor con los mercados intradiarios.

De esta explicación se extraen las siguientes conclusiones:

- Sería razonable incluir alguna remuneración para las desviaciones positivas para incentivar el arbitraje en el mercado de balance y lograr mejores precios en el mercado.
- Resulta fundamental el control de las ofertas de precio de la reserva ya que tienen una incidencia importante en los costos de las desviaciones.

8.5 Sensibilidades

8.5.1 Sensibilidad a la remuneración de las desviaciones positivas

Se realizó una sensibilidad para identificar el efecto que tendría la remuneración de las desviaciones positivas en los ingresos netos de las plantas. Se consideró una remuneración del 5% de las desviaciones valoradas al MPO. En la Figura 60 se muestran los resultados observándose que para las plantas solares el ingreso neto se incrementa en un 3.1% y para las plantas eólicas en un 2.5%.

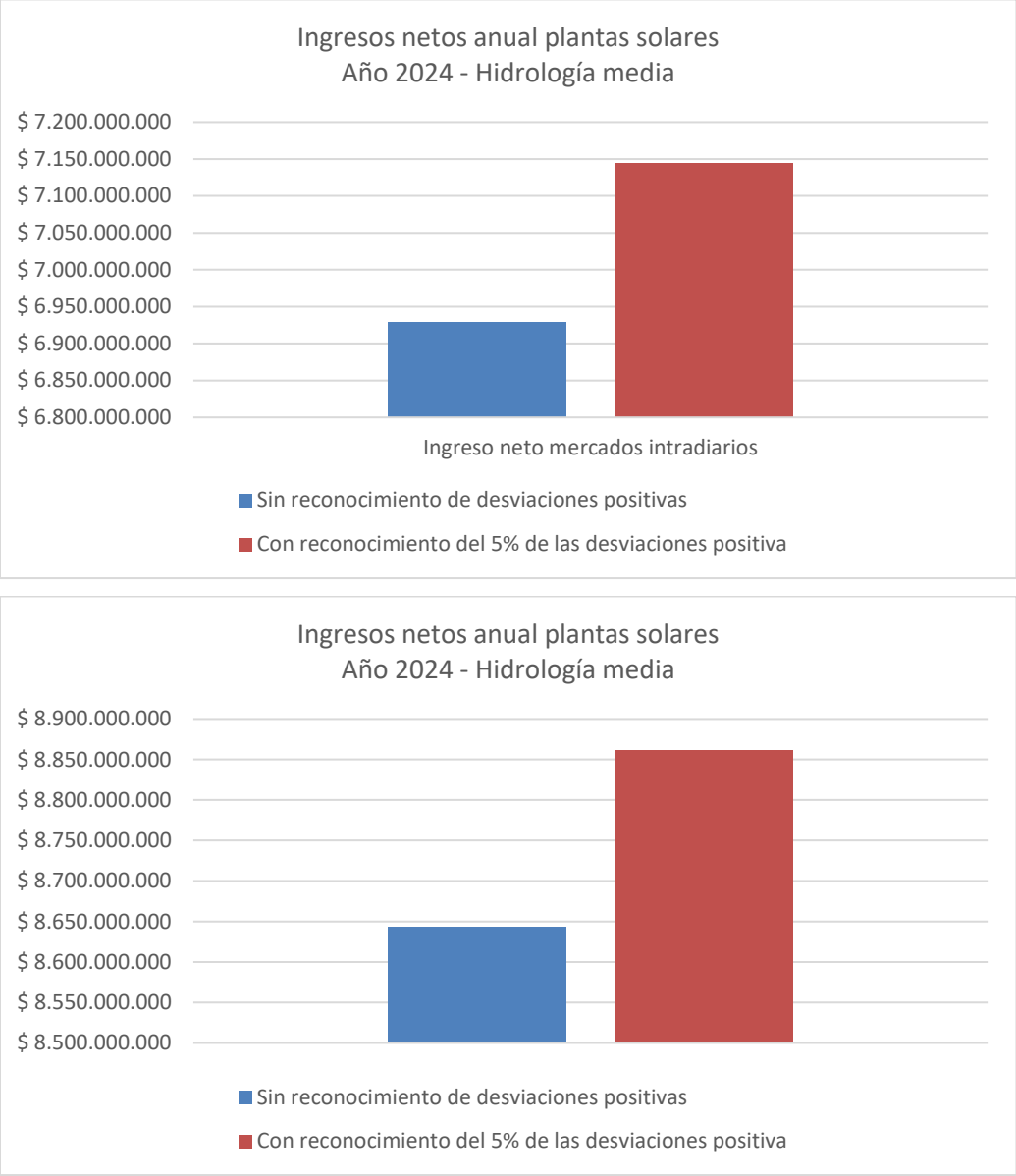


Figura 60. Ingresos netos plantas solares y eólicas variando el reconocimiento de las desviaciones positivas - Año 2024

8.5.2 Sensibilidad a la variación del precio de la reserva

Adicionalmente, para ilustrar el impacto del precio de la reserva en los ingresos netos de las plantas se realizó una sensibilidad a estos precios duplicando y triplicando el valor supuesto en el caso base. El resultado de esta sensibilidad se puede observar en la Figura 61.

Para el caso de las plantas solares en el año 2024 se observan disminuciones en el ingreso neto del 19% cuando el precio de la reserva se duplica y del 38% cuando el precio de la reserva se triplica. Y para el año 2025 estas disminuciones son del 14% y del 27%.

Para las plantas eólicas en el año 2024 se observan disminuciones en el ingreso neto del 52% cuando el precio de la reserva se duplica y del 104% cuando el precio de la reserva se triplica. Y para el año 2025 estas disminuciones son del 38% y del 76%.

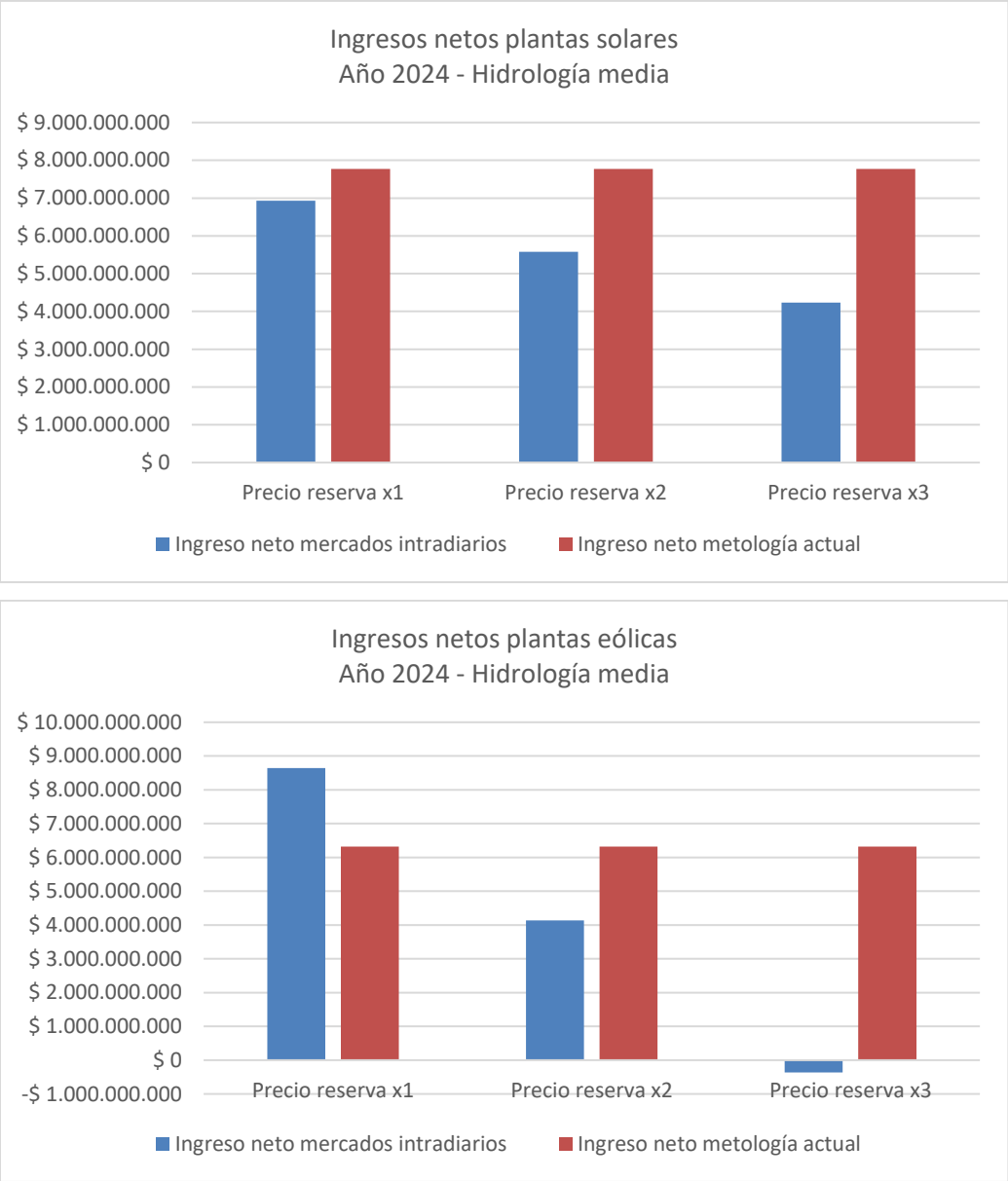


Figura 61. Ingresos netos plantas solares variando el precio de la reserva - Año 2024

8.5.3 Sensibilidad a la declaración de disponibilidad en el DFV

Se realizó una sensibilidad al efecto que tendría en el MPO la retención de disponibilidad por parte de los generadores grandes en las primeras sesiones. Para esta sensibilidad se disminuyó en un 20% la disponibilidad de las plantas hidráulicas despachadas centralmente en el despacho del día anterior, un 15% para la sesión 1, un 10% para la sesión 2 y un 5% para la sesión 3. Para la sesión 4

se presentaron las mismas disponibilidades del caso base. En la Figura 62 se presentan los MPO evidenciando que la retención de generación impacta considerablemente los precios del día anterior; los precios tienden a estabilizarse a medida que los generadores van poniendo más capacidad con el transcurrir de las sesiones, sin embargo, ya obtuvieron el beneficio de los precios más altos en las primeras sesiones.

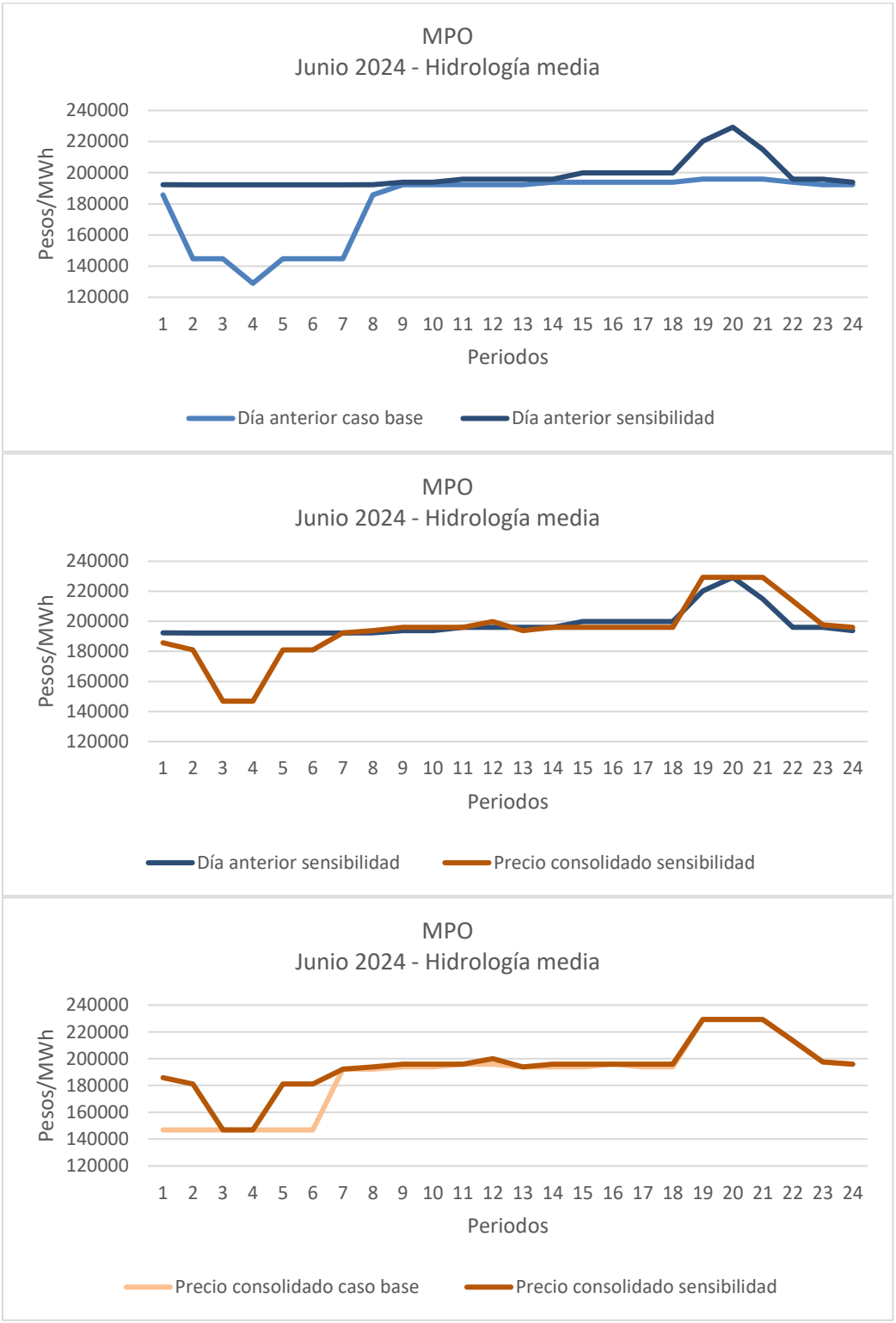


Figura 62. MPO variando la disponibilidad

9 Conclusiones y recomendaciones

9.1 Conclusiones

En este capítulo, con base en los resultados obtenidos y analizados a lo largo del Informe, se presentan las principales conclusiones:

1. La modernización del mercado de corto plazo, que está en proceso de reglamentación por parte de la CREG, basado en un Despacho Factible Vinculante, sesiones intradiarias, un mercado de balance y la co-optimización del mercado de energía en conjunto con la de servicios auxiliares, permitirá una mejor utilización de los recursos, especialmente los provenientes de las fuentes variables, logrando como resultado una mejor formación de precios, mayor liquidez y profundidad del mercado, ofreciendo mejores instrumentos para administrar el riesgo y la creación de nuevos productos dentro del mercado de servicios auxiliares, lo cual redundará en mejores oportunidades financieras para los agentes, el desarrollo de nuevos modelos de negocio, la incorporación de nuevas tecnologías, como los sistemas de almacenamiento de energía (BESS), el desarrollo de plantas híbridas, etc.
2. El logro de los anteriores objetivos va a depender de su reglamentación, la cual debe permitir de una forma eficiente el arbitraje, el control del poder de mercado, la optimización de los recursos, los incentivos para optimizar la gestión de las fuentes variables, minimizando vertimientos y contribuyendo a una mejor formación de precios.
3. Las simulaciones realizadas en esta Consultoría, tomando como base la propuesta presentada en el estudio de PSR-PHC, permiten identificar los potenciales impactos, las ventajas de implementar el DFV, las sesiones intradiarias, el mercado de balance y la co-optimización, así como las posibles opciones de mejora que se indican en la sección de recomendaciones. Estos hallazgos se muestran en los numerales 4 a 24
4. El impacto para las plantas de generación variables (solares y eólicas) con el nuevo esquema de mercado no será de grandes proporciones debido a que actualmente estas plantas tienen la opción de solicitar hasta cuatro redespachos en un solo día bajo la causal de aumento o reducción de la disponibilidad de la planta, de acuerdo con el artículo 34 de la Resolución CREG 060 de 2019. La principal diferencia será que en el esquema de mercados intradiarios se tendrán unas horas especificas donde se declara la disponibilidad y que también será posible modificar el precio ofertado.
5. Con la ejecución del DFV y el Despacho de Precio el día anterior es posible conocer las cantidades comprometidas de energía y el precio un día antes a la operación lo cual permitiría mejorar la liquidez en el mercado.
6. El ejecutar el despacho vinculante considerando la co-optimización de energía y reserva garantiza el resultado óptimo para la determinación de las cantidades de estas variables y el uso eficiente de los recursos.
7. La propuesta que la oferta de energía y reserva sean independientes requiere que exista un mecanismo de control de poder de mercado para evitar que existan posibles especulaciones.
8. Es eficiente desde el punto de vista de precios que las plantas no despachadas centralmente sigan siendo tomadoras de precio.

9. Se observa que, dado el supuesto considerado para la disponibilidad de las plantas renovables en este estudio, las plantas solares tienen una tendencia a incrementar su producción en sesiones intradiarias y las plantas eólicas tienden a disminuirla. Este comportamiento no es inherente a la tecnología sino a la estrategia de cada agente.
10. Inicialmente puede ser adecuado implementar 4 sesiones para los mercados intradiarios, pero rápidamente, se debe analizar la posibilidad de incrementar el número de sesiones para optimizar el mercado y disminuir los ajustes necesarios en el mercado de balance. Mantener 4 sesiones por un tiempo largo implica que la actualización de la declaración de disponibilidad, se realice con un intervalo de seis horas, lo cual es un tiempo grande para manejar la incertidumbre de las fuentes variables. Lo cual conduce a que el impacto con respecto a la situación actual no sea muy grande y no se logre completamente el objetivo de optimizar los recurso y obtener una eficiente formación de precios.
11. El resultado muestra la tendencia que los MPO de las sesiones intradiarias son mayores que los MPO del día anterior. Está tendencia es acorde a lo que resultaría en un mercado perfectamente competitivo y se explica por el supuesto que se tiene en el estudio de un mercado altamente competitivo.
12. Estudios conceptuales de los mercados intradiarios[26] indican que el día anterior los generadores ofrecen óptimamente q1 y reciben p1. En el mercado intradiario, el generador aumenta su cantidad en q2, obteniendo p2. La idea clave es que, debido a que q1 ya se ha comprometido en el primer mercado, la posición estratégica del generador cambia en las sesiones intradiarias, creando un incentivo para producir más, debido al cambio en la curva de ingresos marginales. Normalmente, el generador con poder de mercado anticipa estos efectos y divide su cantidad comprometida entre los dos mercados, igualando el ingreso marginal en el primer mercado con el precio de mercado en el segundo mercado, que se convierte en el costo de oportunidad relevante. El comportamiento del generador con poder de mercado puede generar un sobreprecio adicional en el mercado del día anterior, con p1>p2. Por tanto, un sobreprecio en el día anterior puede surgir generalmente en mercados oligopolistas.
13. Con el fin de controlar estos comportamientos es recomendable incluir el mecanismo de control de poder de mercado recomendado en el estudio de PSR y que los contratos se liquiden en mercado del día anterior.
14. En presencia de empresas asimétricas, algunas empresas pueden retener la cantidad, mientras que otras pueden arbitrar las diferencias de precios. En particular, las empresas grandes tienen un incentivo para retener cantidad en el mercado del día anterior para aumentar los precios marginales, mientras que las empresas pequeñas tienen un incentivo para vender en exceso.
15. El modelo citado en el artículo de Koichiro Ito y Mar Reguant predice que puede surgir una prima diaria positiva como resultado del poder de mercado, que probaron utilizando datos del mercado ibérico de la electricidad, siendo consistente con las primas de precio que se encuentran en la literatura para otros mercados de electricidad, incluidos los mercados de

[26] Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage By Koichiro Ito and Mar Reguant

California, Nueva Inglaterra, Nueva York y PJM. En todos los mercados, las empresas más grandes tienen un incentivo para retener la producción en el mercado del día anterior y aumentar sus compromisos de producción en las sesiones intradiarias.

16. La potencial falta de arbitraje es una característica clave en los mercados eléctricos de corto plazo ya que existen algunas características que restringen el arbitraje al ser mercados normalmente físicos y con la demanda pasiva. Primero, no se permiten las ofertas virtuales esto implica que una oferta de suministro debe estar vinculada a una unidad de generación específica, y se considera que la demanda es inelástica, evitando el arbitraje de la demanda. En segundo lugar, las empresas de generación no pueden vender una cantidad superior a su capacidad de generación. Del mismo modo, las empresas de generación no pueden comprar electricidad en los mercados intradiarios si están indisponibles, por esta razón es conveniente la propuesta del estudio de PSR-PHC que en las sesiones se pueda declarar de nuevo la disponibilidad y ofertar los precios. Sin esta regla se limitaría su capacidad para comprar electricidad en un mercado con un precio esperado más bajo.
17. El poder de mercado, el arbitraje y las restricciones para los arbitrajistas influyen en los precios de equilibrio del mercado en los mercados intradiarios.
18. La FERNC son las tecnologías de arbitraje más activas del mercado, debido a que tienen algunas ventajas tecnológicas que los hacen bastante atractivos para el arbitraje. Primero, casi nunca usan su capacidad máxima porque el viento y la radiación solar son variables. Esto significa que tienen una mayor capacidad para vender electricidad en las sesiones de un mercado intradiario y en el de balance. La generación variable enfrenta una incertidumbre sustancial en su recurso primario esperado. Por lo tanto, estas unidades tienen un control limitado sobre su salida final, lo que les obliga a actualizar sus pronósticos. Esto significa que los costos de participación en el arbitraje pueden ser menores. Por último, una parte sustancial de los parques solares y eólicos no son propiedad de empresas incumbentes. Por lo tanto, estos agentes no solo tienen la capacidad, sino también el incentivo, de arbitraje.
19. Para todas las tecnologías los ingresos de energía tienden a ser mayor con la metodología actual que con los mercados intradiarios, debido a que actualmente se paga la generación real al precio expost de bolsa. En todos los casos los costos de las desviaciones tienen una magnitud mayor con la metodología actual. Esto se debe a que en la metodología actual el generador debe devolver dinero tanto para las desviaciones positivas como para las negativas. En contraste, con la metodología propuesta en los mercados intradiarios solo debe devolver cuando se tienen desviaciones negativas
20. Se recomienda incluir alguna remuneración para las desviaciones positivas para incentivar el arbitraje en el mercado de balance y lograr mejores precios en el mercado.
21. Resulta fundamental el control de las ofertas de precio de la reserva ya que tienen una incidencia importante en los costos de las desviaciones.
22. Cabe resaltar que teniendo en cuenta la propuesta del Estudio PHC-PSR, se recomienda que la liquidación de los mercados intradiarios se realice con la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión, dado que es la forma más sencilla y que genera menos incertidumbres para los agentes.

23. El pago de la reserva por parte de los generadores despachados centralmente en proporción a su generación real es una adecuada señal considerando que este pago es por la disponibilidad de reserva la cual es necesaria por la incertidumbre de la demanda, la oferta y la red cuya distribución no es posible asignarla a priori, siendo complementada de una forma eficiente con el mercado de balance donde se distribuyen los costos de acuerdo a quien los causa. En algunos escenarios futuros, se puede esperar que la FERNC brinden servicios auxiliares ya que desplazan los recursos existentes que actualmente brindan la mayoría de estos servicios, particularmente durante ciertas condiciones y períodos de tiempo. El desempeño de estas tecnologías, el análisis de costo-beneficio y la confianza de los operadores del sistema para confiar en la disponibilidad de las FERNC para proporcionar servicios cuando se espera que todos, justificarán una mayor consideración y estudio. La oferta de servicios auxiliares también puede expandirse a partir de recursos distintos de FERNC, incluido el almacenamiento de energía, la respuesta a la demanda, los recursos energéticos distribuidos de diferentes tipos y otros. Por lo tanto, existe una incertidumbre significativa sobre las necesidades y el valor de los servicios auxiliares a lo largo del tiempo y las formas en que estos servicios evolucionarán junto con una combinación de tecnologías cambiantes
24. En cuanto a la liquidación de los contratos y la activación del cargo por confiabilidad se considera adecuada la recomendación que se realiza en el estudio PSR-PHC, la cual considera que estos dos conceptos sean liquidados con los resultados del DFV del del día anterior, ya que es la forma más simple de hacerlo resultando más transparente, predictible y se controla el poder de mercado.

9.2 Recomendaciones

Considerando las conclusiones presentadas anteriormente, se presentan las siguientes recomendaciones para que sean propuestas por SER COLOMBIA a la CREG:

1. Implementar la modernización del mercado de corto plazo, que está en proceso de reglamentación por parte de la CREG, basado en un Despacho Factible Vinculante, sesiones intradiarias, un mercado de balance y la co-optimización del mercado de energía en conjunto con la de servicios auxiliares, antes del 2024 incluyendo los incentivos necesarios para optimizar el uso de los recursos y la formación de precios. Esta propuesta debe ir acompañada con las siguientes sugerencias
2. Establecer mecanismos para validar que la declaración de disponibilidad tanto para el DFV como para las sesiones intradiarias deban reflejar la mejor información disponible por el agente
3. Incluir un mecanismo ex ante de control de poder de mercado
4. Analizar la alternativa que las ofertas para la reserva tengan un techo para evitar el ejercicio de poder de mercado. Este techo podría ser la oferta de energía de cada oferente
5. Mantener la actual regla de desempate de ofertas
6. No incluir la co-optimización para el despacho de precios
7. Implementar valores distintos para los servicios auxiliares tanto para subir como para bajar
8. Implementar desde el inicio el servicio auxiliar de regulación terciaria

9. El pago de la reserva por parte de los generadores despachados centralmente debe continuar en proporción a su generación real, dado que es una adecuada señal considerando que este pago es por la disponibilidad de reserva la cual es necesaria por la incertidumbre de la demanda, la oferta y la red cuya distribución no es posible asignarla a priori, siendo complementada de una forma eficiente con el mercado de balance donde se distribuyen los costos de acuerdo a quien los causa
10. Las plantas no despachadas centralmente sigan siendo tomadoras de precio sin participar en la recolección del CERE.
11. Actualizar diariamente por parte de los comercializadores los pronósticos de la demanda que no oferta precios y declara cantidades.
12. Iniciar mínimo con 4 sesiones para los mercados intradiarios, pero rápidamente, analizar la posibilidad de incrementar el número de sesiones para optimizar el mercado y disminuir los ajustes necesarios en el mercado de balance. Mantener 4 sesiones por un tiempo largo implica que la actualización de la declaración de disponibilidad se realice con un intervalo de seis horas, lo cual es un tiempo grande para manejar la incertidumbre de las fuentes variables. Lo cual conduce a que el impacto con respecto a la situación actual no sea muy grande y no se logre completamente el objetivo de optimizar los recurso y obtener una eficiente formación de precios.
13. Incentivar el arbitraje no sólo con la posibilidad de que todos los recursos despachados centralmente actualicen la declaración de disponibilidad y su oferta de precios en los sesiones intradiarias, sino con la posibilidad de que la demanda participe activamente con ofertas presentadas por los comercializadores. Incrementado medidas de control de poder de mercado
14. Analizar, en una segunda etapa, la alternativa de permitir ofertas virtuales para incrementar la liquidez, profundidad y competencia del mercado de corto plazo
15. Considerar que la liquidación de los mercados intradiarios se realice, con la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado, únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión, sin incluir los períodos faltantes del día, dado que es la forma más sencilla y que genera menos incertidumbres para los agentes ya que cada período sólo tendría tres liquidaciones: la correspondiente al DFV, la transacción en la correspondiente sesión y la del mercado de balance. De otra forma si hay 4 sesiones en la primera sesión se tendrían 7 liquidaciones de acuerdo con la siguiente ecuación

$$NL = (Ns - i) + 3$$

Donde:
NL = número de liquidaciones
Ns = número de sesiones
i = número de la sesión

16. Incluir alguna remuneración para las desviaciones positivas para incentivar el arbitraje en el mercado de balance y lograr mejores precios en el mercado.
17. Las desviaciones originadas en los redespachos ejecutados por el operador de acuerdo a las causas establecidas en la regulación deben ser consideradas como desviaciones autorizadas para su liquidación en el mercado de balance.

18. Ajustar por parte del CND los mecanismos de balance cada 5 minutos para optimizar los recursos y garantizar la seguridad del sistema
19. La liquidación de los contratos y la activación del cargo por confiabilidad se considera adecuada la recomendación que se realiza en el estudio PSR-PHC, la cual considera que estos dos conceptos sean liquidados con los resultados del DFV del del día anterior, ya que es la forma más simple de hacerlo, resultando más transparente, predictible y se controla el poder de mercado

10 Bibliografía

[1] Anexo Circular CREG 005 de 2019: Informes 1, 2, 3, 4 e Informe Final.

[2] Anexo Circular CREG 008 de 2019: Informe Final

[3] Anexos Circular CREG 005 de 2020: Informes 1, 2, 3, 4, 5 e Informe Final.

[4] http://www.estadistica.mat.uson.mx/Material/seriesdetiempo.pdf

[5] Alvarez de Toledo, Pablo & Crespo Marquez, Adolfo & Núñez, Fernando & Usabiaga, Carlos. (2006). Introducción de elementos autorregresivos en modelos de dinámica de sistemas. Revista de dinámica de sistemas, ISSN 0718-1884, Vol. 2, Nº. 1, 2006, pags. 37-66. 2.

[6] Mohamad, Promedio Movil Autorregresivo Integrado Integrado Estacional, https://support.numxl.com/hc/es/articles/215716583

[7] Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage by Koichiro Ito and Mar Reguant

11 Anexos

11.1 ANEXO 1. Costos de desviaciones Resolución CREG 060 de 2019

La Resolución CREG 060 de 2019 indica el proceso que se deberá seguir para el cálculo de del pago de desviaciones[27], diferenciando entre plantas variable y no variables.

- Plantas de generación no variables: tolerancia del 5% de la diferencia entre el despacho programado o redespacho y su generación horaria real.
- Plantas de generación variable: Se realizan dos validaciones para estos recursos:
    a. Desviación diaria del programa de generación del despacho económico o primer despacho: Se define como el valor absoluto de la diferencia entre su primer despacho y su generación diaria real, sobre su primer despacho.
        - Si la desviación es inferior al 15%, no se aplica la desviación horaria.
        - Si la desviación está entre el 15% y el 20%, la tolerancia es variable entre el 10% y el 5% como se muestra en la Figura 63
        - Si la desviación es superior al 20%, la tolerancia será del 5%.

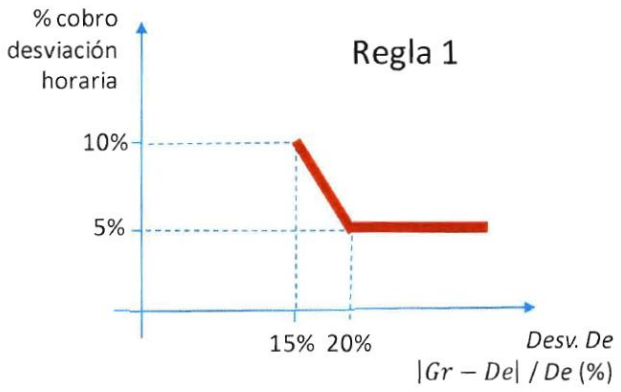


Figura 63. Tolerancia de desviación diaria del programa de generación de despacho económico

    b. Desviación del programa de generación del redespacho: Se define como el valor absoluto de la diferencia del despacho programado o redespacho diario, y su generación diaria real, sobre el redespacho.
        - Si la desviación es inferior al 8%, no se aplica la desviación horaria.
        - Si la desviación está entre el 8% y el 15%, la tolerancia es variable entre el 10% y el 5% como se muestra en la Figura 64
        - Si la desviación es superior al 15%, la tolerancia será del 5%.

[27] **Desviación**: Diferencia entre el despacho programado y la generación real para cada planta o unidad de generación que no participa en la regulación.

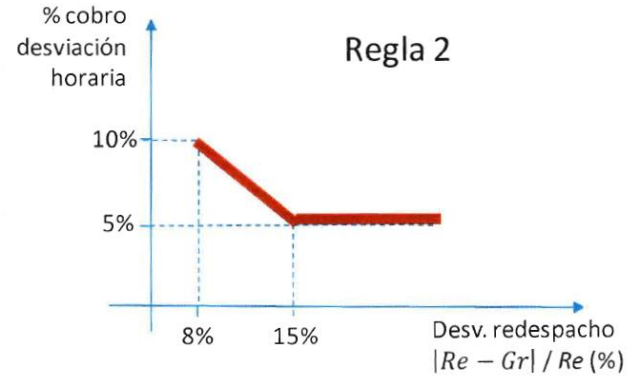


Figura 64. Tolerancia a la desviación del programa de generación del redespacho

- Liquidación de las desviaciones:
    - Desviación diaria de la generación programada del despacho económico o primer despacho: Si a nivel horario se comprueba que la desviación (generación real con respecto al primer despacho) es superior a la tolerancia calculada, el generador deberá pagar por las desviaciones la siguiente cantidad:
        - El valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el correspondiente precio de bolsa multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el primer despacho.

$$Validación\ horaria, Si\ \frac{|G_r - D_e|}{D_e} > Tolerancia$$

$$Pago_{DesvD} = \frac{|G_r - D_e|}{D_e} * |P_{of} - P_{Bolsa}|$$

    - Desviación del redespacho: Si a nivel horario se comprueba que la desviación (generación real con respecto a la del despacho programado o redespacho) es superior a la tolerancia calculada, el generador deberá pagar por las desviaciones la siguiente cantidad:
        - el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el correspondiente precio de bolsa multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o Redespacho.

$$Validación\ horaria, Si\ \frac{|R_e - D_e|}{R_e} > Tolerancia$$

$$Pago_{DesvR} = \frac{|R_e - D_e|}{R_e} * |P_{of} - P_{Bolsa}|$$

- Pago de desviaciones:

  - El pago que debe efectuar el agente generador por las desviaciones corresponde al valor más alto resultado de la aplicación de las dos reglas para el cálculo de las tolerancias.

- Casos especiales: La banda de tolerancia horaria no se aplicará a las plantas filo de agua que se encuentren aguas abajo de una planta hidráulica con un embalse de regulación de caudal superior a un día. Se dan los siguientes casos
  - Si la planta hidráulica con un embalse de regulación de caudal mayor a un día fue programada como regulador del sistema.
  - Cuando la CND solicita a una planta de generación variable que modifique el valor de generación en relación al valor programado en el despacho o redespacho.
  - Cuando el agente, antes de iniciar la operación diaria o durante la operación diaria, declare la indisponibilidad total o parcial de la planta de generación variable para todos los períodos horarios siguientes a la declaración.

11.2 ANEXO 2. Archivos de resultados

11.2.1 Estructura general

Los anexos con los resultados numéricos se encuentran estructurados en carpetas de tal manera que se pueda consultar ofertas, despachos y liquidaciones de los 72 casos. En el primer nivel de carpetas se encuentran dos opciones 2024 y 2025, esto corresponde al año de simulación. Cada uno de estos casos posee en su interior 3 opciones: 2014, 2016 y 2018 estos años corresponden a los años de referencia para la hidrología. Siendo 2014 hidrología normal, 2016 hidrología baja y 2018 hidrología alta.

En el siguiente nivel de carpetas se encuentra el mes simulado, presentando 12 valores siendo 0 el valor correspondiente para enero y 11 para diciembre. Finalmente, en el siguiente nivel se encuentran las carpetas correspondientes a las distintas sesiones de cada día. Se encuentra la sesión day_ahead, sesión_0, sesión_1, sesión 2 y sesión_3. Debido a que los sistemas de computación comienzan a contar a partir del 0 la sesión_0 corresponde a los datos que se han presentado como sesión 1. Sesión_1 corresponde a lo presentado como sesión 2 y así sucesivamente.

A continuación se presenta cada uno de los archivos y la respectiva información que contienen.

11.2.2 Archivo Payment

Este archivo se encuentra junto a las carpetas de las sesiones y contiene el archivo de liquidación para cada caso específico. Este archivo posee 6 hojas: las hojas con el day ahead y las 4 sesiones y el balance day que contiene la información del mecanismo de balance.

Las variables de las sesiones se observan en Tabla 6 y las del mecanismo de balance en la Tabla 7.Tabla 6

Tabla 6 Variables hojas sesiones payment

Variable	Contenido
MPO	MPO de la sesión para cada una de las horas
Pago energía	Pago de energía efectuado en esa sesión
Despacho sesión	Despacho de energía para esa sesión
Delta despacho	Despacho energía sesión actual - Despacho energía sesión anterior
Delta pago energía	Pago energía sesión actual - Pago energía sesión anterior

Tabla 7 Variables mecanismo de balance

Variable	Contenido
MPO intradiarios	Corresponde al MPO final obtenido al aplicar la metodología intradiaria

Variable	Contenido
MPO día anterior	Corresponde al MPO calculado en la sesión del día anterior
Reserva up	Precio final de la reserva up
Reserva down	Precio final de la reserva down
Despacho intradiarios energía	Despacho final de la planta al aplicar los intradiarios
Despacho día anterior	Despacho asignado a la planta en el day ahead
Generación real	Generación real presentada por el recurso
Desviación intradiarios	Desviación entre la generación y el despacho final con intradiarios
Desviación día anterior	Desviación entre la generación y el despacho del día anterior
Pago energía intradiarios	Pago concepto energía con la metodología intradiaría
Pago energía día anterior	Pago energía con la generación del día anterior y metodología intradiaria
Pago energia metodo 060	Pago energía utilizando la motodología actual
Costo desviación intradiarios	Costo de las desviaciones utilizando la emtodlogía intradiaria
Costo desviación día anterior	Costo desviaciones metodología intradia pero cantidad del día anterior
Costo desviación frente a day ahead 060	Costo desviaciones metodología actual frente al primer despacho
Costo desviación frente a redespacho 060	Costo desviaciones metodología actual frente al último redespacho
Pago final intradiarios	Pago final con la metodología intradiaria
Pago final día anterior	Pago final metodología intradiaria pero cantidades día anterior
Pago final 060	Pago final metodología actual

11.2.3 Archivo Tracking

En la metodología se consideró en cada sesión indisponible una unidad de alguna planta hidráulica seleccionada al azar. Este archivo contiene el listado de estas plantas.

11.2.4 Archivo Demand

Este archivo contiene los requerimientos de demanda y reservas para cada uno de los casos simulados. La demanda está especificada para los 24 periodos para cada una de las áreas simuladas en el sistema.

11.2.5 Archivo Hydro_disp, Thermal_disp, Small conv y Renew disp

Contiene la disponibilidad y precios para las plantas hidráulicas, térmicas, pequeñas convencionales y renovables respectivamente. En la Tabla 8 se presentan las hojas de estos archivos.

Tabla 8 Variables de las plantas

Hoja	Contenido
Disp	Disponibilidad energía por planta
Price	Precio energía por planta
Disp up	Disponibilidad reserva up por planta
Price up	Precio reserva up por planta
Disp down	Disponibilidad reserva down por planta
Price down	Precio reserva down por planta
Min gen	Generación mínima de la planta
PA	Precio arranque planta

11.2.6 Archivo Network

Contiene la información necesaria acerca de la red modelada como áreas y límites. Además de la ubicación de las plantas de generación. En la Tabla 9 se presentan las hojas de estos archivos.

Tabla 9 Variables archivo red eléctrica

Hoja	Contenido
Areas	Contiene el nombre de las areas del sistema
Boundaries	Contiene los límites de intercambio entre las areas
Plant area	Contiene la lista de plantas asociadas con la respectiva area a la que pertenecen

11.2.7 Archivo Results_ideal y Resultes_net

Contienen los resultados de despacho, flujos y precios. El archivo ideal corresponde a los resultados sin hacer efectivas las restricciones de flujo a través de los enlaces, el net corresponde a los resultados teniendo en cuenta estas restricciones. En la Tabla 10 se presentan las hojas de estos archivos.

Tabla 10 Variables archivo resultados

Hoja	Contenido
Dispatch	Despacho energía
Dispatch up	Despacho reserva up
Dispatch down	Despacho down
system summary	Precios marginales energía y reserva
Dispatch area	Despacho por área
Lines loading	Flujo a través de los enlaces