

Consultoría para la Simulación de Reglas Operativas Definidas en los Estudios de Despacho Vinculante, Mercado Intradiario y Servicios Complementarios

Informe de Avance 4: Simulaciones

Preparado Para: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)



Diciembre 2019

CONTENIDO

1	Objetivo	3
2	ESTRUCTURA DEL INFORME	3
3	Simulaciones	4
3.1	Casos Históricos	4
3.2	Simulación del MPO	4
3.3	Generación de seguridad	7
3.4	Generación vinculante y generación real	8
3.5	Activación de reserva	9
3.6	Modelado de los mercados intradiarios	10
3.7	Escenarios 2023	12
4	conclusiones	28
5	Referencias	30

1 OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar el resultado de las simulaciones realizadas, identificación de riesgos en la operación y las propuestas de solución a los problemas de despacho y servicios de reserva

2 ESTRUCTURA DEL INFORME

2.1.1 Realización de simulaciones

Las simulaciones se efectúan para la condiciones actuales del mercado, con base en información histórica de 5 días suministrados por XM, y lo que se espera para el 2023, año en donde se contará con las plantas eólicas y solares que salieron asignadas en la subasta del cargo por confiabilidad para el periodo 2022-2023 y la subasta de largo plazo realizada en octubre de 2019 por el Ministerio de Minas y Energía, además de los proyectos que tengan planeada su entrada anterior al año 2023.

2.1.2 Identificación de riesgos en la operación

Los riesgos en la operación son causados por las incertidumbres que se presentan en la operación en tiempo real como son variaciones de la demanda, fallas en las unidades de generación y/o en la red y variabilidad de los recursos primarios de las fuentes variables (eólicas, solares e hidráulicas filo de agua)

Con el fin de simular el impacto de la materialización de estos riesgos, además de representar las restricciones operativas de la red y las características técnicas de las plantas de generación, las simulaciones operativas representan fluctuaciones de la generación renovable y de la demanda, fallas/reparaciones de los equipos de generación y transmisión con respecto a los valores pronosticados en el despacho del día anterior (D-1) para el mismo periodo/horizonte.

Para la modelación de la variabilidad de la generación renovable, por ejemplo plantas filo de agua, eólicas y solares, se utiliza el sistema Time Series Lab (TSL) de PSR, que se basa en una Red Bayesiana y modelación no paramétrica de las distribuciones para producir escenarios multiescala (caudales con etapas semanales y renovables con granularidad horaria) y que representan las dependencias temporales y espaciales

entre las fuentes. El TSL ha sido aplicado en varios países de América Latina, y en particular en el estudio sobre servicios auxiliares realizado por PSR y otros miembros del Consorcio.

Con esta modelación se identifican los principales riesgos en la operación, definiendo la cantidad de sesiones intradiarias que minimice dichos riesgos.

3 SIMULACIONES

3.1 Casos Históricos

Para el desarrollo de las simulaciones, para la situación actual del sistema, se toman cinco días característicos de los últimos tres años, para comparar los resultados del despacho económico realizado con el modelo de agentes facilitado por XM¹, que tiene una metodología secuencial, y el modelo desarrollado en esta consultoría que tienen una metodología de Co-optimización.

La información recibida por parte de XM para cada uno de los días comprende los procesos de Despacho, Redespacho, Liquidación y despacho ideal, así como los instructivos y manuales necesarios para comprender la información y el uso del modelo de agentes. Los días enviados por XM² son:

- 13/02/2017: Día Normal (día 1)
- 10/02/2018: Indisponibilidad en un circuito intercosta de 500kV (día 2)
- 27/03/2019: Redespacho de recursos térmicos (día 3)
- 20/06/2019: Redespacho en AGC (día 4)
- 17/08/2019: Día Normal (día 5)

3.2 Despacho de Precios-Simulación del MPO

La primera variable que se tomó como referencia para comparar la metodología actual y la metodología de análisis de esta consultoría, fue el precio marginal del

¹ <https://www.xm.com.co/agentes/Paginas/despacho/Modelo-despacho-agentes.aspx>

² En el orden mostrado en la lista son mostrados todos los resultados en el informe que hacen referencia a estos días.

despacho sin considerar las restricciones de la red y co-optimizando y sin co-optimizar la energía con la reserva. Este despacho de ahora en adelante se denominará Despacho de Precio.

EL precio marginal denominado MPO (máximo precio de oferta) es calculado como la planta flexible más costosa utilizada para la cobertura de la demanda sin considerar las restricciones de la red, para el cálculo de este indicador bajo el nuevo esquema se analizaron tres alternativas de cálculo que se muestran a continuación:

- Cooptimización: En el despacho de precios se incluye la oferta de servicios complementarios y se realiza la cooptimización, con los resultados se calcula el MPO del sistema
- Sin cooptimizar fijando la reserva: En este caso se calculan los valores de reserva en el mercado vinculante y estos valores son fijados en el despacho de precios
- Sin cooptimizar y sin incluir la reserva: la última alternativa consiste en no considerar la reserva en el cálculo del despacho de precios, de la misma manera como se calcula actualmente.

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el modelado de los cinco días históricos, donde se observa lo cerca que se encuentran los resultados de un modelo al otro

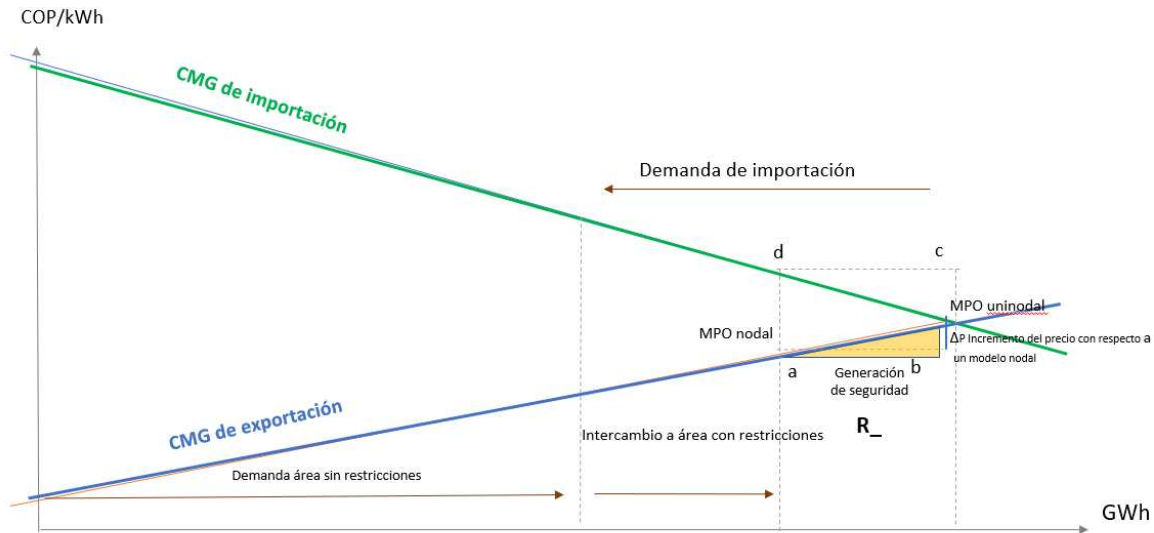
**SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**



Si se toma como base el cálculo actual, es decir la tercera alternativa, el MPO se incrementa en promedio un 6.3% para los cinco casos estudiados si se realiza la co-optimización, y si se considera en el despacho de precios la reserva asignada en el despacho vinculante el MPO se incrementa en promedio un 5.9% con respecto al caso en que no se considera la reserva.

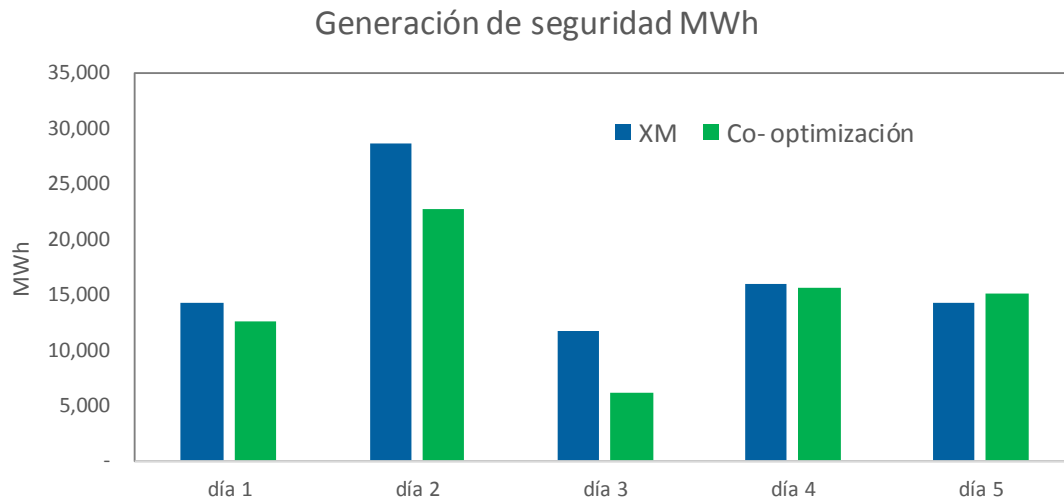
Desde el punto de vista conceptual el precio del mercado calculado en un modelo uninodal, como es el esquema del mercado colombiano, no considera los efectos de la red que haría que el precio marginal de las plantas que generan por mérito fuera menor (ver figura), incrementando así la renta inframarginal de los generadores con respecto a un modelo nodal de precios; por tanto incluir también el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que éste se incremente aún más, dando como resultado una renta inframarginal adicional que reduce el excedente del consumidor a favor de un incremento en el excedente del productor. Con base en

este análisis conceptual se sugiere que no se considere la reserva para calcular el precio del mercado mientras se siga con un modelo uninodal. Por tanto, la co-optimización se realizaría sólo para determinar el despacho vinculante.



3.3 Generación de seguridad

Para validar la sintonización del modelo, adicionalmente, se realiza una revisión de la generación de seguridad, para los casos estudiados, que se obtiene utilizando tanto en el modelo de agentes de XM como en el modelo de co-optimización con red, denominado despacho factible vinculante del día anterior (D-1). Se define como generación de seguridad aquella energía que se asigna en el despacho vinculante cuyo precio de oferta es superior al MPO.

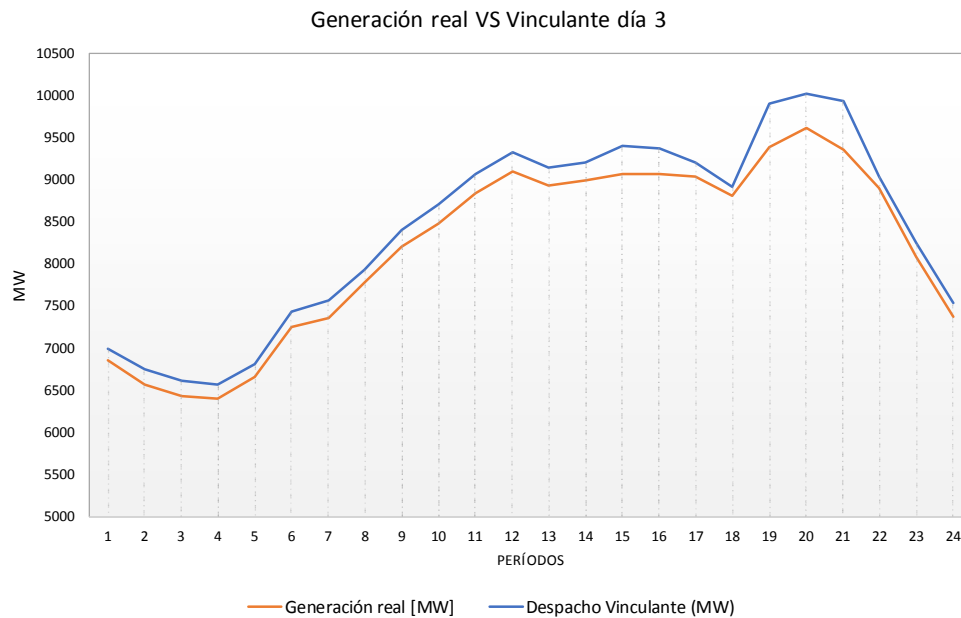
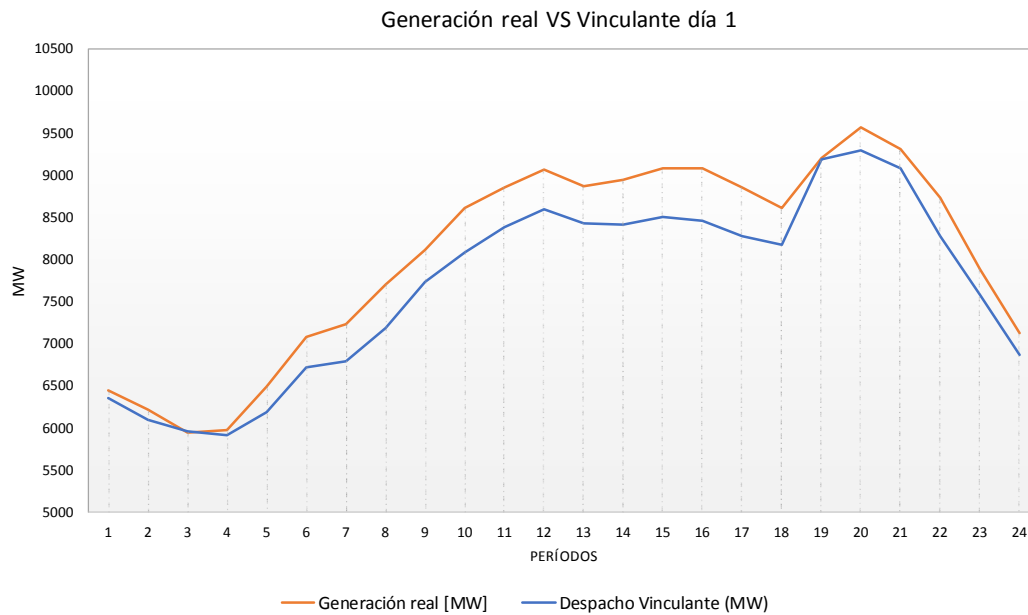


Los resultados del modelo co-optimizado muestran que la generación de seguridad tiende a ser igual o menor que la obtenida con el modelo actual, solamente en el caso 5 da ligeramente mayor.

3.4 Generación vinculante y generación real

Se analiza el resultado de la generación vinculante y la generación real del sistema, donde se observa que es de gran importancia la mejora en los pronósticos de demanda para que la generación vinculante sea lo más parecida a la real, ya que esto reduce la necesidad de reserva y reduce los costos del mecanismo de balance.

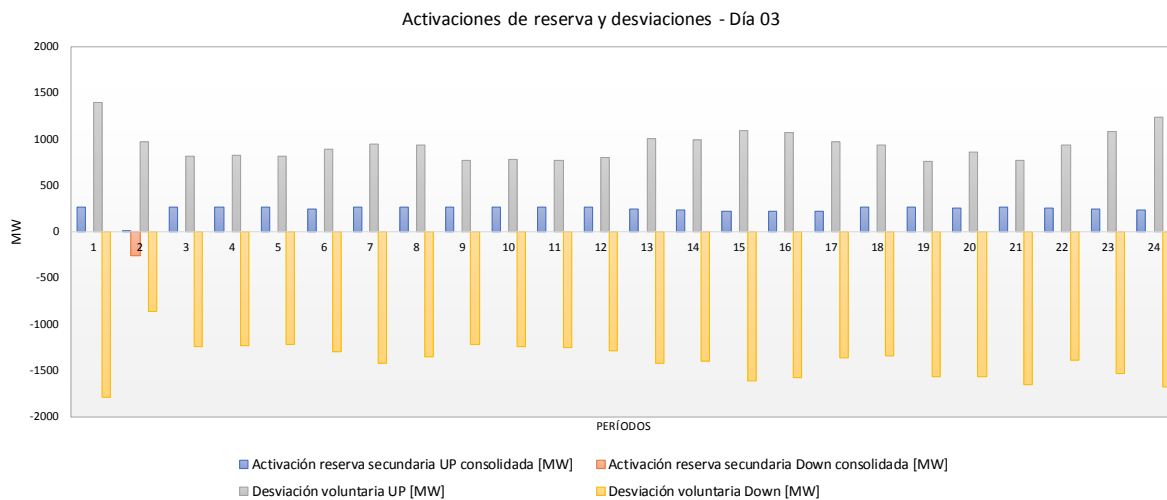
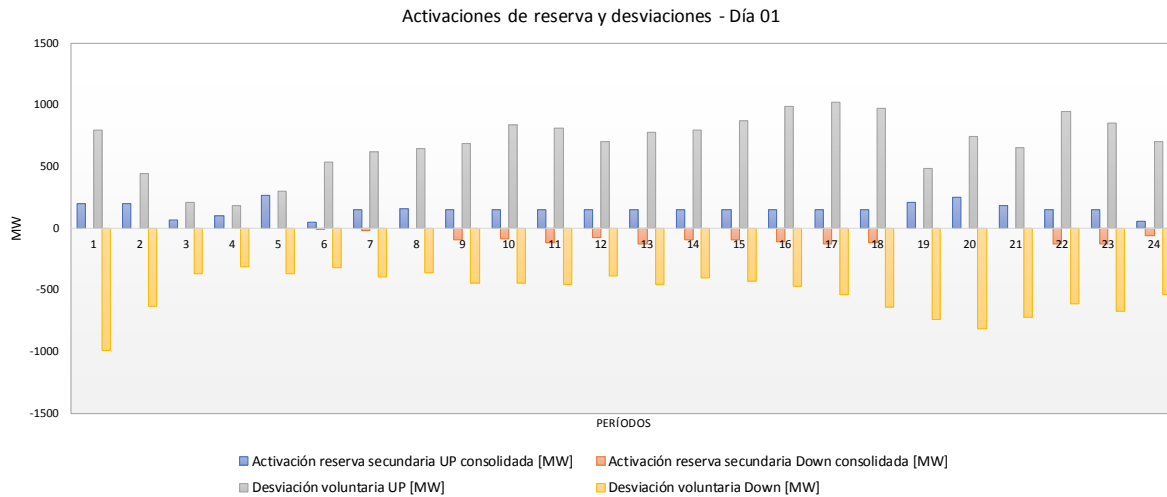
SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



3.5 Activación de reserva

En las siguientes gráficas se muestran las activaciones de reserva tanto para arriba como para abajo para dos de los días analizados, de estas figuras se observa la importancia de separar las ofertas de reserva hacia arriba y hacia abajo, ya que las necesidades de reserva en cada sentido no son iguales, con esta separación se

logra una asignación de reserva más eficiente, también se observa que hay un alto potencial de mejora en el tema de las desviaciones voluntarias las cuales deben disminuir con la aplicación de los mercados vinculantes y la opción de cambiar las posiciones en los mercados intradiarios, mejorando así la operación y dinámica del mercado.



3.6 Modelado de los mercados intradiarios

Para la simulación de los mercados intradiarios de los 5 días provistos por XM, se realizan cambios en las ofertas a un conjunto de plantas para analizar el impacto que tienen estos cambios en variables como el precio y asignación de reserva y energía y de esta manera validar el funcionamiento del modelo.

En este ejercicio se consideraron tres mercados intradiarios con los siguientes cambios en cada uno de los casos:

Mercado intradiario 1 (Precio de oferta de energía de plantas hidráulicas)

- Día 1: Guatrón 150 COP/kWh a 180 COP/kWh
- Día 3: Chivor 179.8 COP/kWh a 250 COP/kWh
- Día 4: Guatapé 74.5 COP/kWh a 120 COP/kWh
- Día 5: Paga 90 COP/kWh a 140 COP/kWh

Mercado intradiario 2 (Disminución en la Oferta de AGC up)

- Día 1: Guatapé =0
- Día 3: Jaguas =0
- Día 4: Chivor = 0
- Día 5: Chivor = 0

Mercado intradiario 3 (Precio de Oferta de energía para plantas Térmicas)

- Día 1: Guajira 248 COP/kWh a 200 COP/kWh
- Día 3: Flores 1 328 COP/kWh a 290 COP/kWh
- Día 4: Zipa 5 191 COP/kWh a 185 COP/kWh
- Día 5: Gecelca 3 194.7 COP/kWh a 185 COP/kWh

Para el día 2 se realiza una simulación, para analizar la contingencia de uno de los circuitos a 500kV que conectan el interior con el área Caribe. Revisando la información histórica se encontró que la falla en la línea El Copey-Ocaña 1 ocurrió a las 06:15 am. Lo anterior hizo que el operador incrementara la generación de las plantas térmicas del área Caribe, tal como se indica en la siguiente tabla:

RECURSO	GENORI	GENMOD	Redespacho
CTGEMG2	540	1032	492
FLORES IV	4133	5270	1137
FLORES1	0	685	685
GUAJIR11	363	360	-3
GUAJIR21	293	358	65
PROLEC1	630	675	45
PROLEC2	630	675	45
TCANDEL1	0	1549	1549
TCANDEL2	0	1225	1225
TEBSA	7216	12644	5428
Total	13805	24473	10668

Este evento hizo que la generación térmica en el área Caribe se incrementara en 10,7 GWh/día con el consecuente incremento de restricciones. En caso del nuevo esquema de mercado, sería posible activar la generación térmica como activación de reserva terciaria y se liquidaría en el mercado de balance de una forma más eficiente tanto para los generadores térmicos como para la demanda.

La evaluación se hizo suponiendo 3 sesiones de mercados intradiarios, y el tiempo para realizar las ofertas de dos horas antes del mercado intradiario (para este caso las ofertas para la sesión 2 sería a las 06:00 am), bajo las condiciones de esta falla no habría tiempo suficiente para cambiar posiciones en la sesión 2 (la falla ocurre después de presentar las ofertas del mercado intradiario), dando como resultado que todos estos cambios en generación deberían ser liquidados en el mecanismo de balance y las posiciones solo se podrían cambiar para la sesión 3 (hora 17 - hora 24), en cambio si se cuenta con 4 mercados intradiarios las posiciones se podrían cambiar en la sesión 3 y 4 teniendo que liquidar menos horas en el mercado de balance (hora 12 - hora 24).

3.7 Escenarios 2023

En este numeral, se presentan los casos y premisas utilizadas en la construcción de las bases de datos para elaborar los escenarios para los casos de interés de 2023. Estos casos son simulados para evaluar el comportamiento del mercado de energía colombiano bajo las nuevas reglas de mercado. También se prueban configuraciones del mercado con diferentes números de sesiones intradiarias, para determinar cuál número de sesiones tiene más beneficios para el sistema.

Los análisis contemplan que para el año 2023 se cuentan con las plantas eólicas y solares que salieron asignadas en la subasta del cargo por confiabilidad para el periodo 2022-2023 y los proyectos que fueron asignados en la subasta de largo plazo.

En síntesis los objetivos de estos casos son:

- Evaluar el comportamiento del mercado con la penetración de renovables que está prevista para 2023
- Evaluar el número óptimo de sesiones intradiarias para el mercado colombiano

Este numeral está dividido en dos partes, la primera describe el procedimiento y premisas considerados para obtener la estimación de las ofertas de precio y cantidades como se describió en el informe 3 y la segunda describe los casos considerados.

3.7.1 Información

La información utilizada fue la contenida en la base de datos de XM para el SDDP(MPODE), que considera informaciones de la red de transmisión, características técnicas de las plantas existentes y de los proyectos de generación y transmisión previstos para entrar en el período 2019 - 2023.

3.7.2 Escenarios de generación de Renovables

Para formular los escenarios de generación renovable no convencional, se utilizó la metodología presentada en el estudio “ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)” y descrita también en el informe 3. La metodología consiste en: i) obtener datos históricos de irradiación solar y de velocidad de viento con base en la ubicación geográfica de cada una de ellas y ii) a partir de los datos históricos generar escenarios sintéticos horarios para las plantas, para lo cual se utiliza un modelo de distribución no paramétrica y una red bayesiana.

Las plantas renovables en la base de XM que están previstas entrarían en operación en el período 2019-2023 son:

Nombre	Data de entrada	Potencia instalada
E_Windpeshi	12/1/2022	195.03
E_CasaElectr	12/1/2022	176.3
S_EIPaso	10/1/2019	67
S_LatamSolar	12/1/2022	170.24
E_PARQBETA	11/30/2023	280
E_Chemesky	12/1/2022	98.85
E_TumaWind	12/1/2022	197.77
E_ParqueAlph	11/30/2023	212

3.7.3 Cálculo de la Reserva

El requerimiento de reserva fue calculado de acuerdo con la metodología descrita en la sección 3.2 del informe 3. Se consideran las incertidumbres que más influyen en el cálculo de los requerimientos de reserva, que son la pérdida de la mayor unidad generadora y la variabilidad de la demanda y de las fuentes renovables. El requerimiento de reserva estimado es el máximo entre la falla de la mayor unidad generadora y la combinación convexa entre el valor esperado de la variación de la demanda neta y el CVaR de la variación de la demanda neta, donde la demanda neta es la demanda total menos el total de generación renovable.

Por lo tanto, en la metodología el requerimiento de reserva será:

$$R^* = \max\{P_{max}, R_v\}$$

Para:

$$R_v = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_\alpha(R)$$

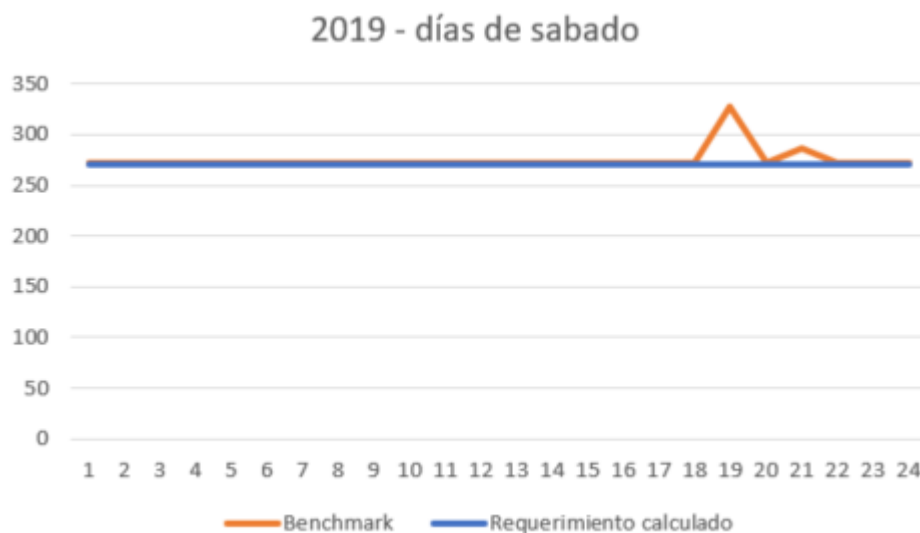
Donde, R^* es el requerimiento de reserva del sistema. R es la variable aleatoria que representa el requerimiento de reserva debido a la variabilidad de la demanda y de la generación renovable. Sea la variación de la generación entre dos horas consecutivas $V(1, s) = g(1, s) - g(2, s)$, R en este caso es considerado como el error entre la variación de la generación entre dos horas consecutivas para el escenario s y el pronóstico de variación $R(s) = V(1, s) - V(1, \text{pronóstico})$, o sea, el requerimiento de reserva es una variable aleatoria que es igual al error de la cantidad de variación de la generación renovable entre dos horas consecutivas. R_v es el requerimiento de reserva que se calcula teniendo en consideración todos los escenarios.

Se usa el criterio de mínimo error cuadrático para encontrar los parámetros de λ y α que mejor representan los valores del requerimiento de AGC del sistema para el año de 2019. Los datos utilizados para hacer el fitting de los parámetros fueron los requerimientos del AGC utilizados para el año de 2019. Los resultados obtenidos fueron los siguientes, donde “Benchmark” es lo requerimiento de reserva del AGC para 2019:

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



Con los parámetros obtenidos, se aplicó la metodología para calcular los requerimiento de reserva para el año 2023. Los resultados están presentados en siguientes figuras:



SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



De estos resultados se observa que debido a las renovables no convencionales no aparece un incremento significativo en las necesidades de reserva, comparados con los del año 2019.

3.7.4 Casos simulados

Los casos de 2023 fueron simulados con los datos de salida de la ejecución del modelo SDDP con la base de datos de XM y con el pronóstico de requerimiento de reserva y los escenarios de generación renovable producidos por el *Time Series Lab*.

Los archivos utilizados son los archivos descritos en el informe 3, según la metodología presentada.

3.7.4.1 Simulaciones con diferentes sesiones intradiarias

El objetivo de los casos siguientes es probar las diferentes configuraciones de número de sesiones intradiarias, para poder evaluar cual es el número más adecuado, teniendo en cuenta el costo para el sistema y la viabilidad logística para el operador y los agentes.

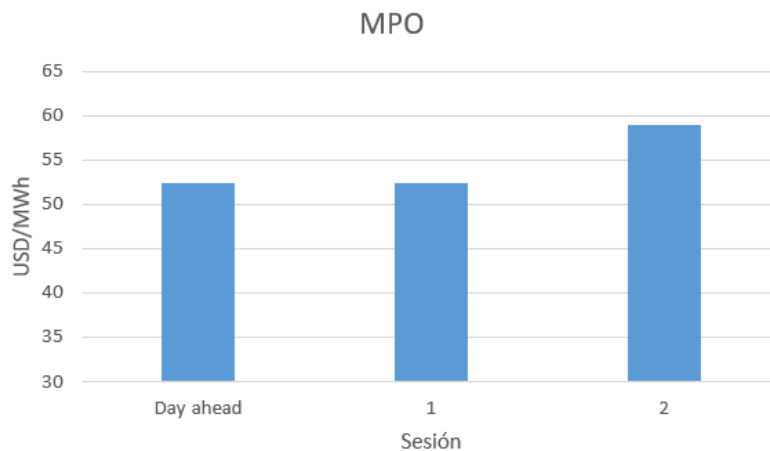
Cada caso fue ejecutado con un número diferente de sesiones intradiarias. Sus resultados macro se presentan a continuación.

El gráfico MPO indica el costo medio de las horas vinculantes de la sesión de mercado. Por ejemplo, las horas para la primera sesión de una configuración con 2 sesiones intradiarias son las 12 primeras horas y para la segunda sesión son las 12 horas siguientes.

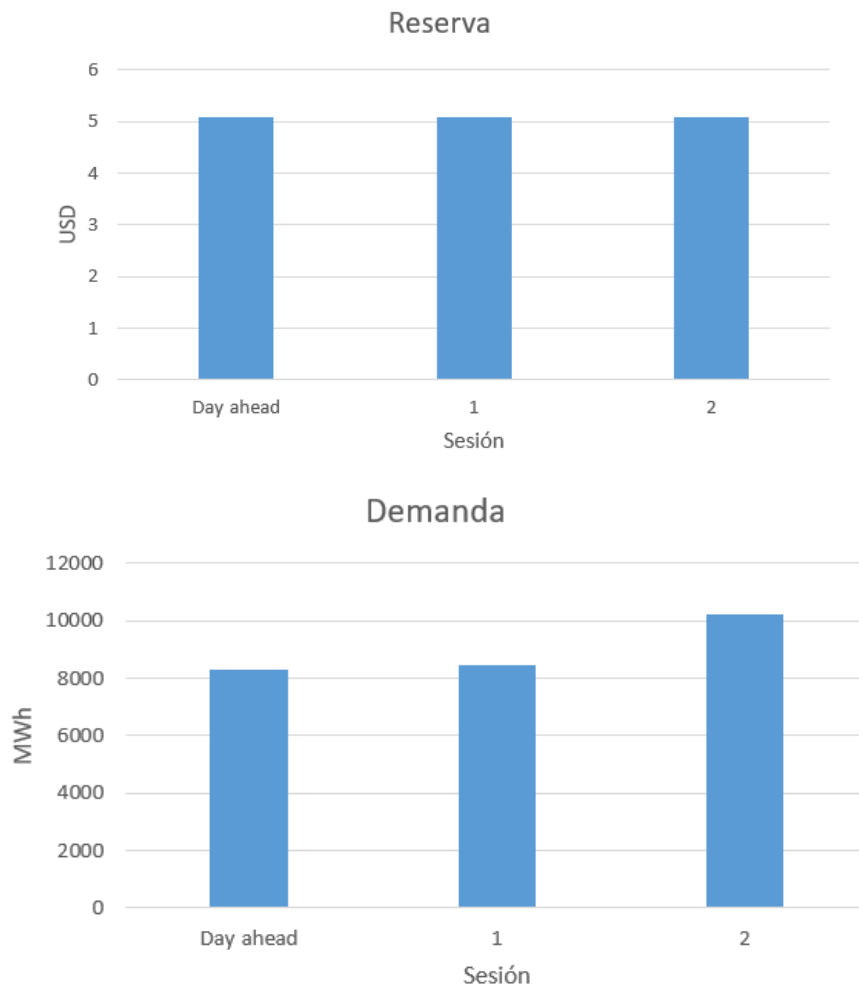
El gráfico de Reserva indica el costo medio del servicio de reserva secundaria para arriba por sesión y el de demanda indica la demanda promedio horaria de la sesión

3.7.4.1.1 Caso 2023.1: Mayo 2023 - 2 sesiones intradiarias

Este caso posee 2 sesiones intradiarias. El MPO de la segunda sesión se incrementa dado que la demanda promedio de estas horas es superior a la promedio de la sesión 1

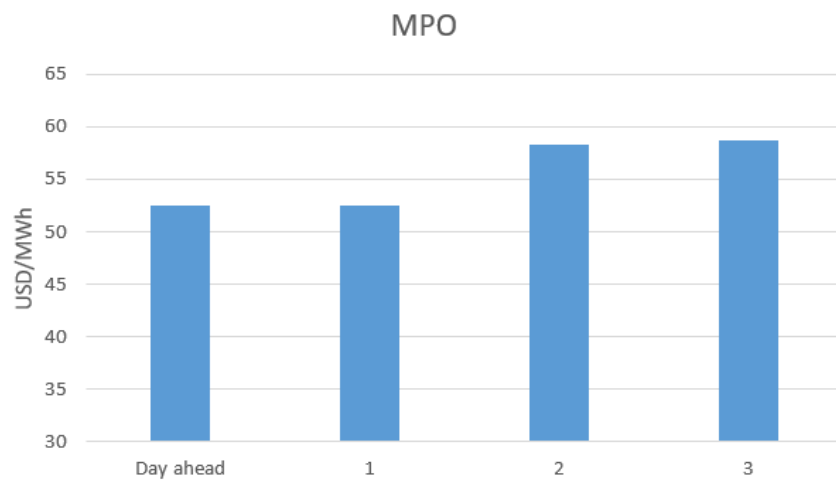


SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

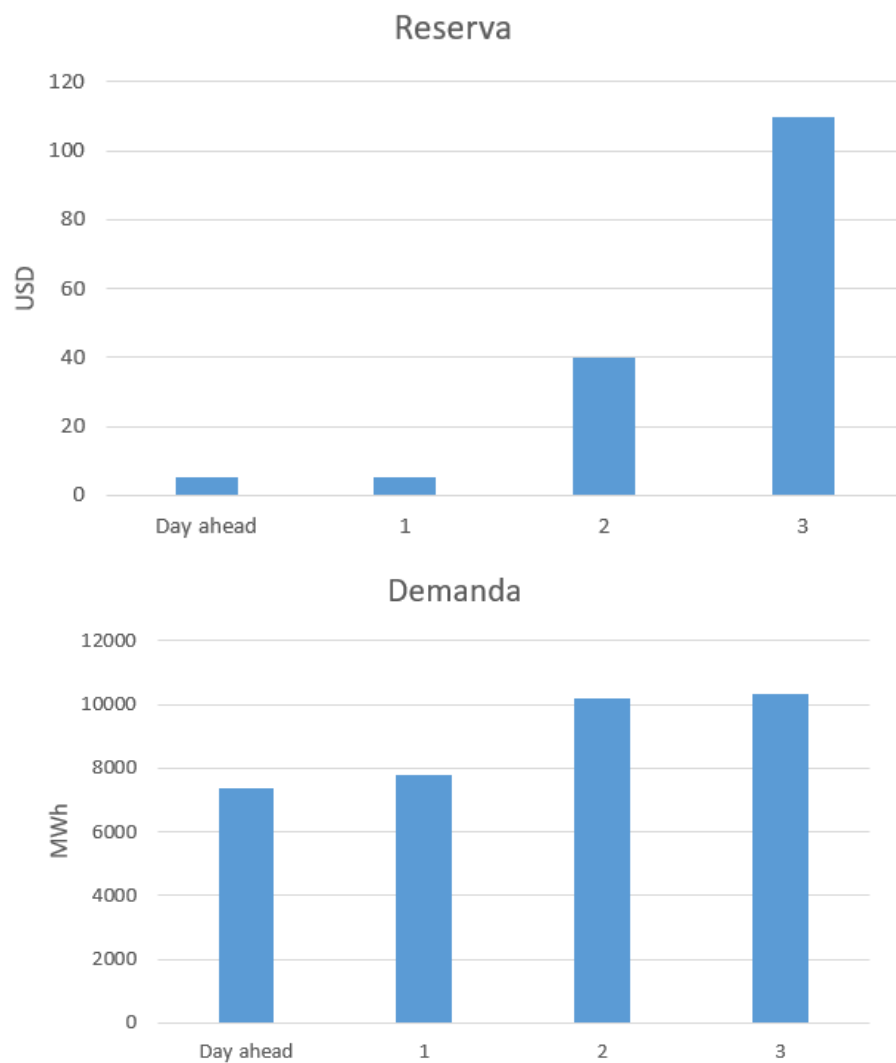


3.7.4.2 Caso 2023.2: Mayo 2023 – 3 sesiones intradiarias

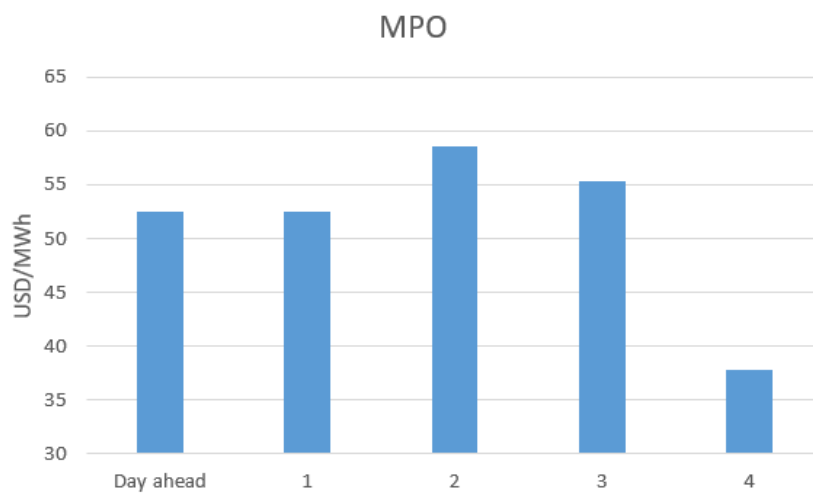
Este caso fue simulado con 3 sesiones intradiarias.



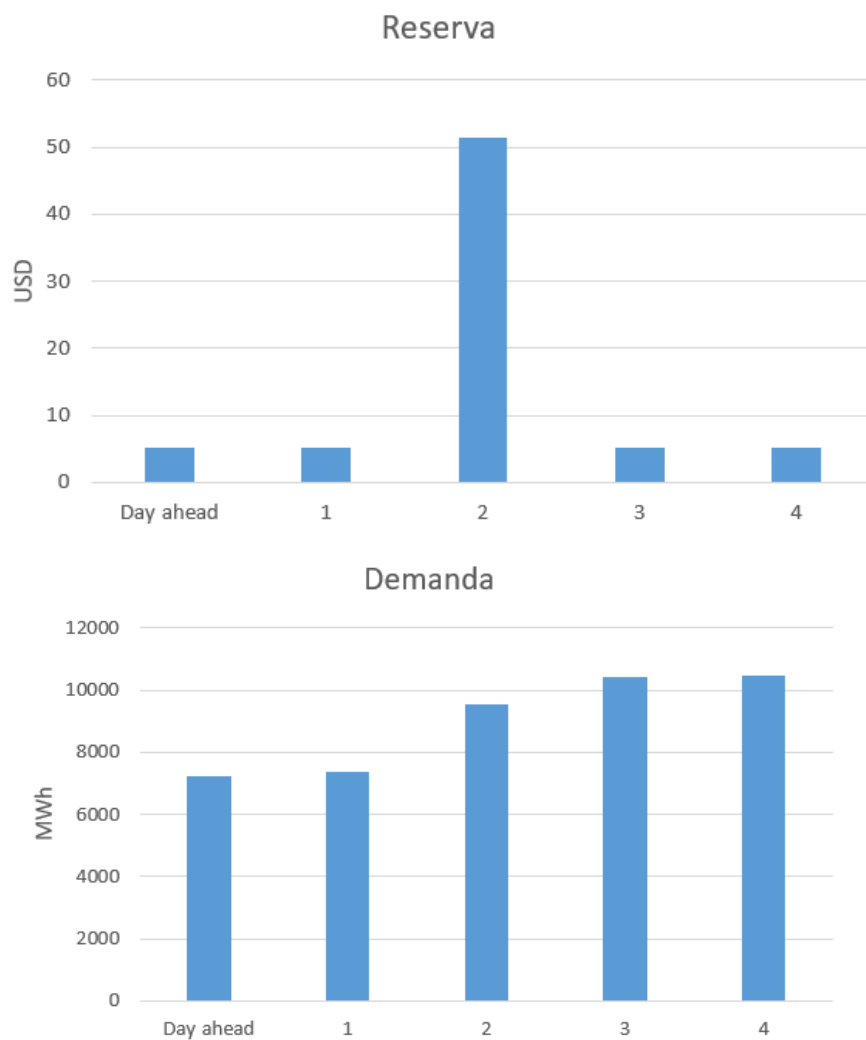
SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



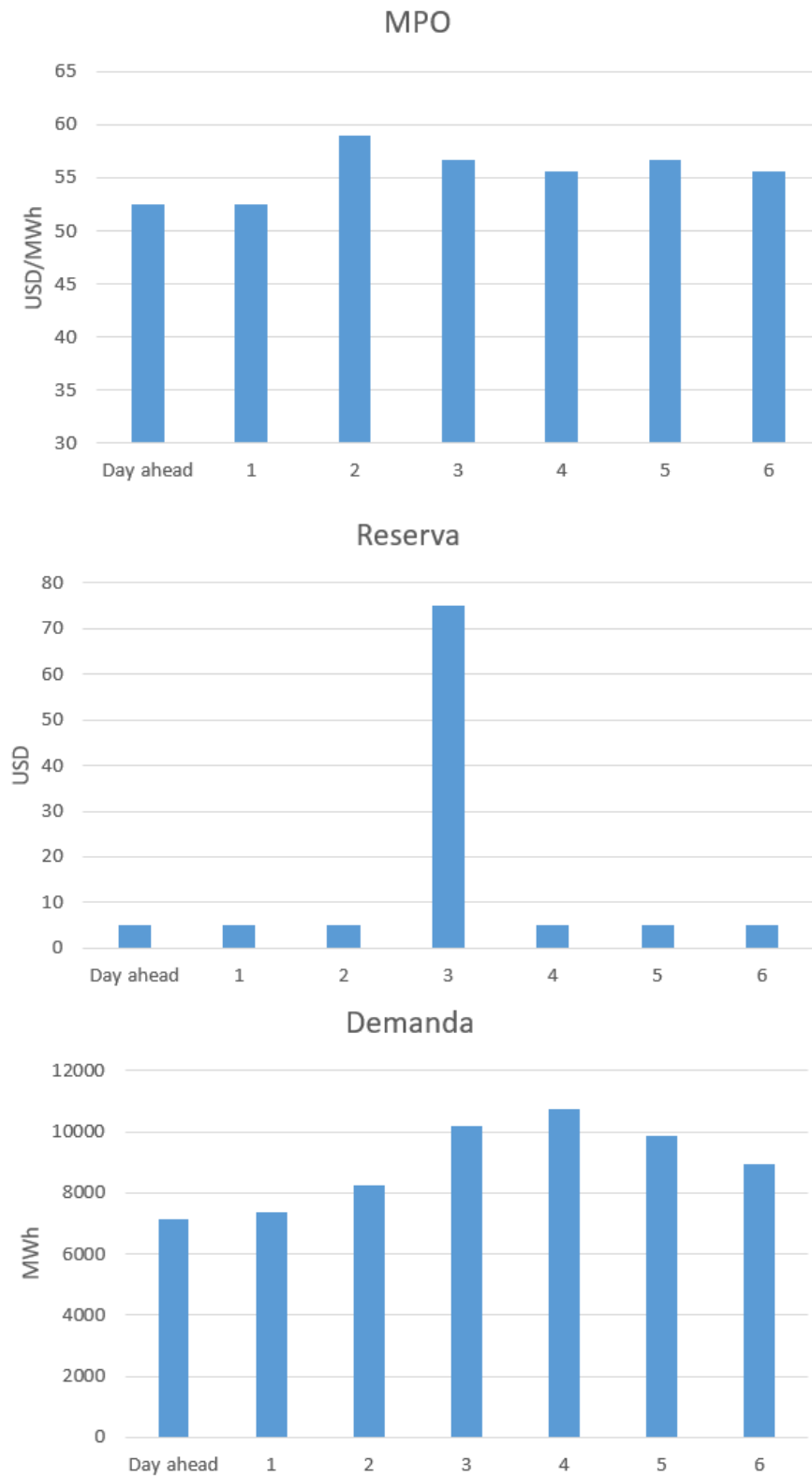
3.7.4.3 Caso 2023.3: Mayo 2023 – 4 sesiones intradiarias



SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIÁRIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



3.7.4.4 Caso 2023.5: Mayo 2023 – 6 sesiones intradiarias



En las simulaciones, es posible verificar que con el aumento del número de sesiones intradiarias, se tiene una disminución del precio medio de energía de las sesiones intradiarias hasta el número de 4 sesiones intradiarias, cuando se estabiliza el MPO medio de las horas de la sesión. Típicamente en las simulaciones los precios del mercado *day-ahead* y la primera sesión del intradiario son más bajos que los demás mercados, indicando que hay más liquidez y competencia en estos primeros. A partir de 4 sesiones, en este caso simulado, no hay ganancia en el aumento del número de sesiones. En cambio el precio medio horario de reserva aumenta cuando se aumenta el número de sesiones y se torna más volátil.

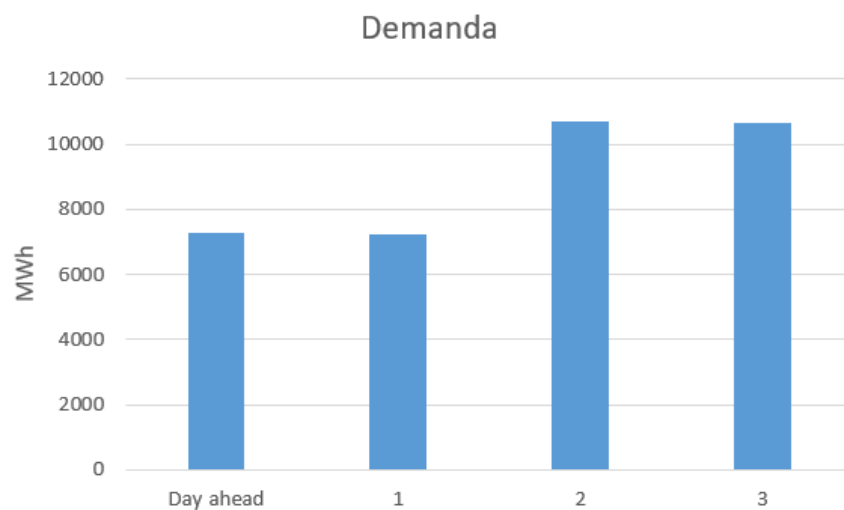
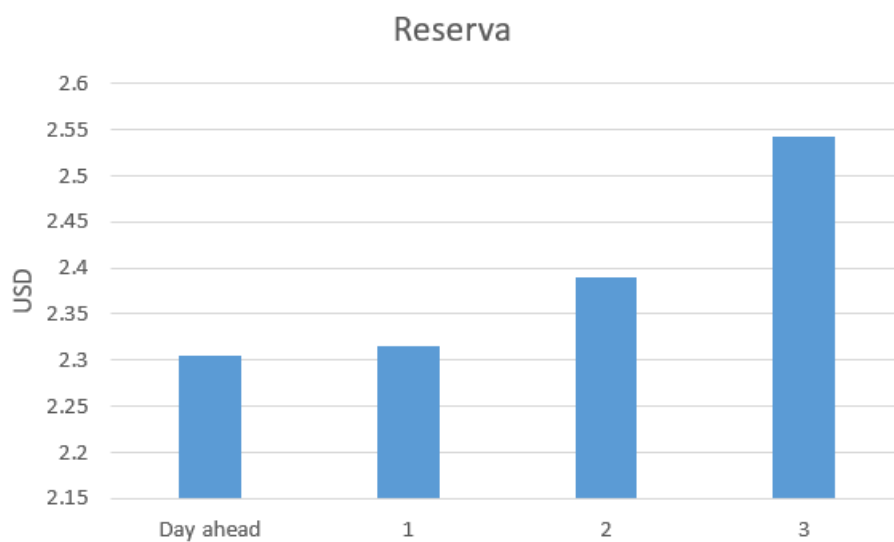
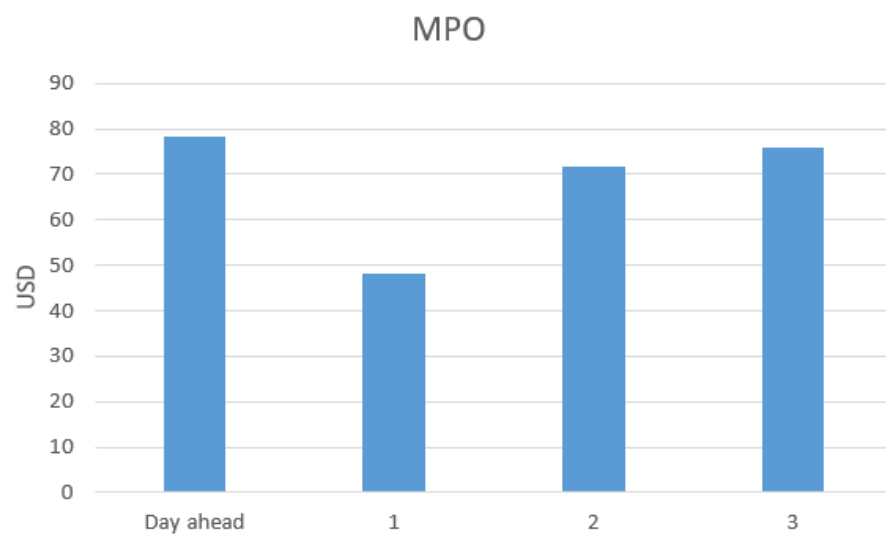
3.7.4.5 Casos críticos

Se considera 4 casos, con el objetivo de verificar el comportamiento del mercado en situaciones especiales. Primero se considera una corrida con una situación de mercado normal, para así tener una base para comparar con las corridas siguientes. Después se considera una corrida con un escenario con menos disponibilidad de agua, luego un escenario con una producción renovable 50% abajo del pronóstico y el ultimo considera una falla en una línea de transmisión conectada a la subestación de San Carlos.

3.7.4.5.1 Caso 2023.1: Octubre 2023 - 3 sesiones intradiarias - escenario base

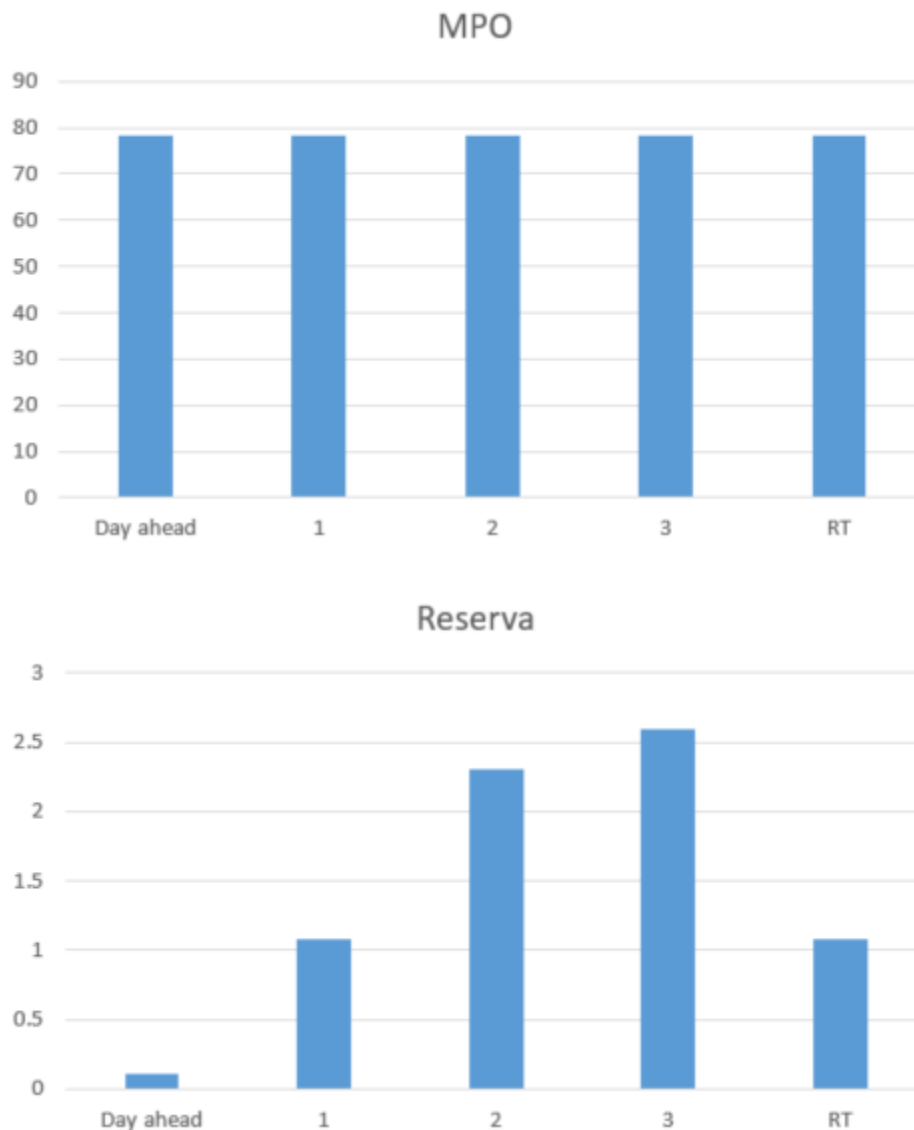
Este escenario es el escenario base que sirve como referencia para las comparaciones y corresponde a la tercera semana de octubre de 2023 con 3 sesiones de mercados intradiarios.

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



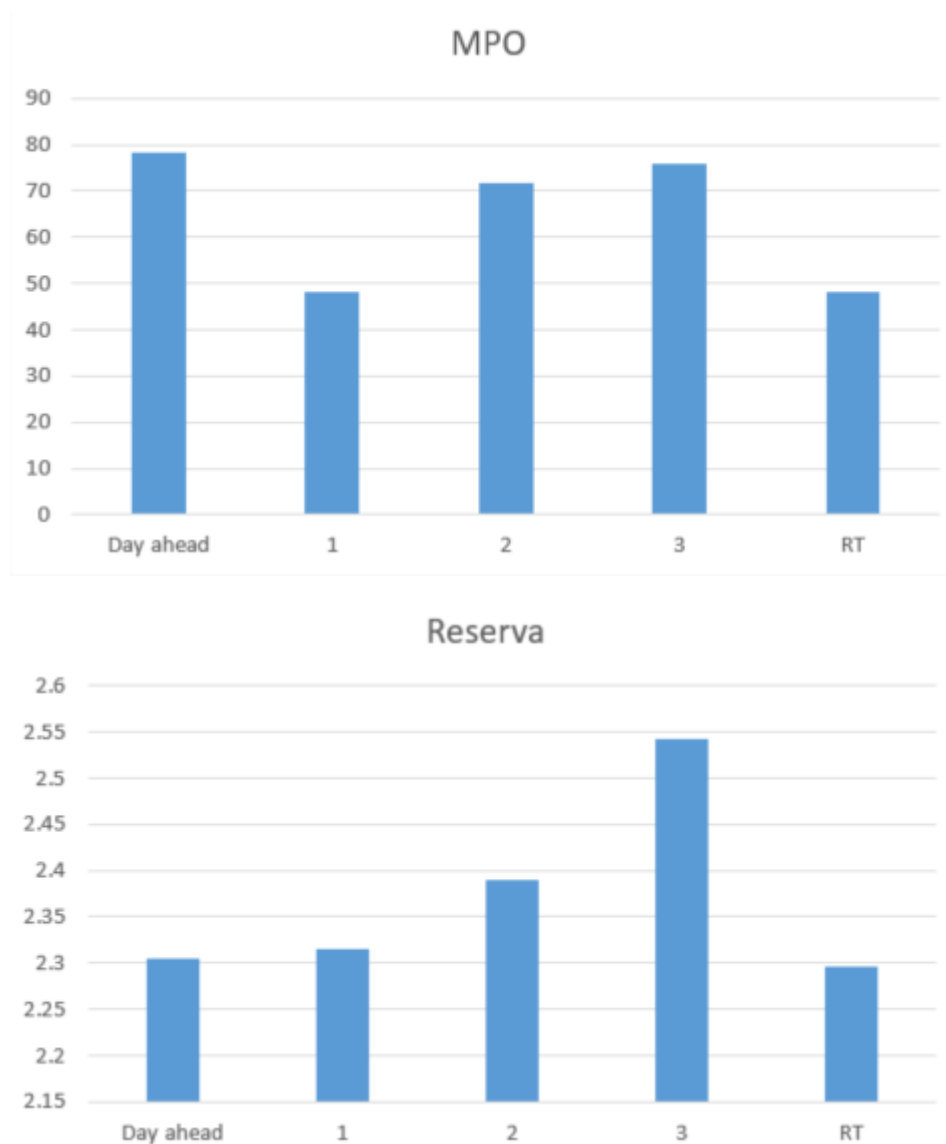
3.7.4.5.2 Caso 2023.1: Octubre 2023 - 3 sesiones intradiarias - escenario seco

Como la disponibilidad de energía es limitada en este caso, se tiene que el MPO es superior al caso base. La baja disponibilidad de agua también causa el aumento del precio medio de reserva, como puede ser observado en las siguientes figuras. Este cambio en la generación aumenta el precio del mercado de energía pero no cambia el mercado de reserva.



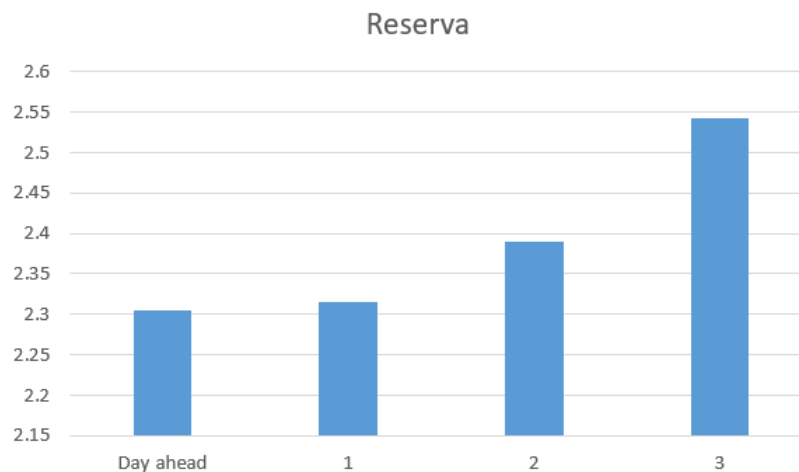
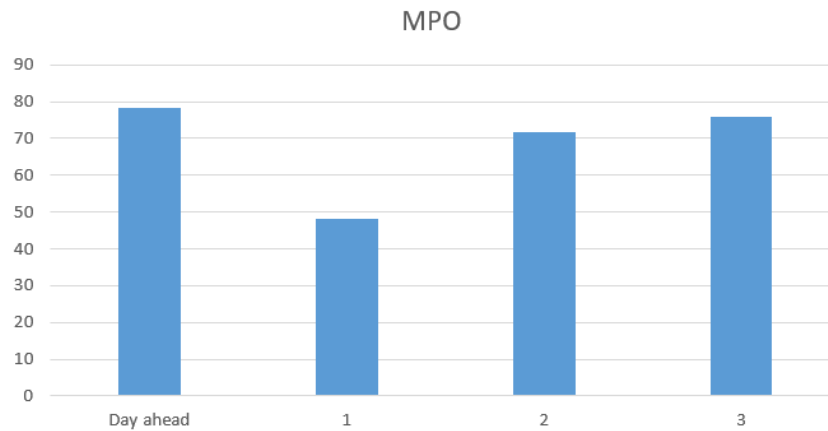
3.7.4.5.3 Caso 2023.1: Octubre 2023 - 3 sesiones intradiarias - generación renovable baja en escenario base

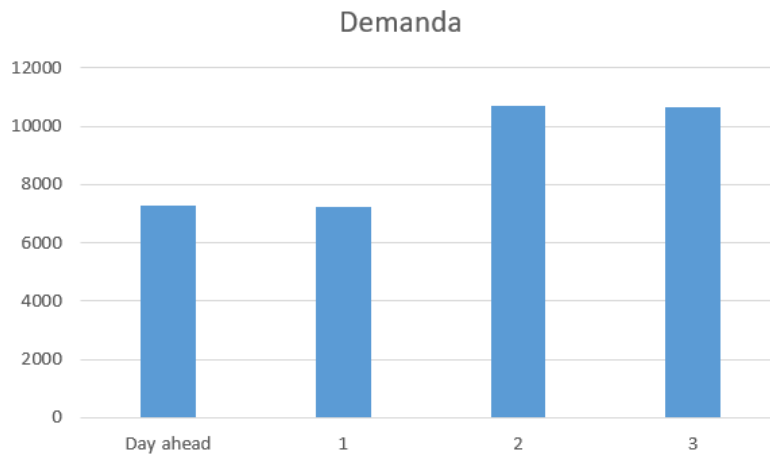
Este caso simula un error de pronóstico de generación renovable. La generación renovable entre las horas 8-16 es 50% menor que el pronóstico del day-ahead y de la primera sesión. Este cambio en el pronóstico también es observado en la segunda sesión del mercado.



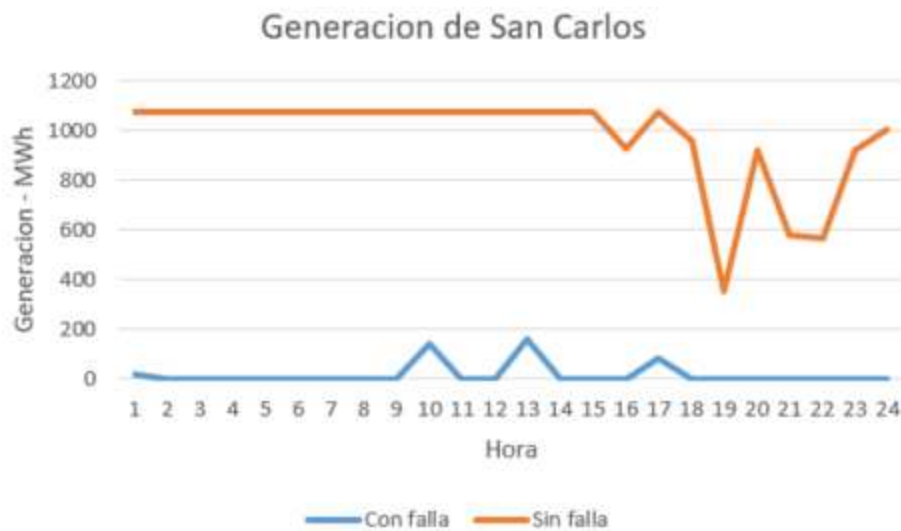
3.7.4.5.4 Caso 2023.1: Octubre 2023 - 3 sesiones intradiarias - falla en línea que conecta San Carlos en escenario base

El ultimo caso considerado simula una falla en una línea que se conecta a la subestación de San Carlos. Esta línea que fue elegida es la línea “SnCarlos5” que conecta la barra “Primavera5” y la barra “SnCarlos5” de la base de datos SDDP de XM. Esta línea fue elegida debido a su importancia para el sistema.





El impacto de la falla de la línea de San Carlos no puede ser visto con los datos de la ejecución del modelo ideal, dado que el modelo ideal no contempla la red de transmisión. Pero puede ser visto en la ejecución del modelo vinculante. La figura compara la generación de San Carlos en el modelo vinculante con y sin la falla en la línea:



4 CONCLUSIONES

- Una de las mejoras en el modelo de co-optimización es la incorporación de las redes del STN y STR y la utilización de flujos de carga DC, para así obtener

una mejor aproximación y sea más eficiente el manejo de las restricciones generadas por la red

- La inclusión de la reserva diferencial hacia arriba y hacia abajo genera una asignación más eficiente de la reserva
- Es importante contar con la reserva terciaria para la optimización del mecanismo de balance
- Es de gran importancia que el operador cuente con herramientas en línea que tengan en cuenta no solo el balance de energía sino los criterios de calidad y seguridad del sistema para que la asignación del mecanismo de balance se realice en tiempos menores a una hora, para que el operador pueda activar la reserva y así garantizar la operación del sistema de la forma más eficiente posible
- Cuanto mayor sea la cantidad de sesiones intradiarias se logra mayor eficiencia teniendo un valor óptimo de 4 y empezando a decrecer la eficiencia cuando se tienen 6 sesiones. Este resultado se obtuvo con las simulaciones; sin embargo, se debe, también, considerar la capacidad logística tanto del operador como de los agentes, ya que a mayor número de sesiones se necesita más personal capacitado para la ejecución de este proceso. Se podría empezar con dos o tres sesiones, si la logística de los agentes y del operador no permite empezar con 4 y a medida que vaya adquiriendo madurez el mercado ir aumentando el número de sesiones
- Incluir el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que éste se incremente, dando como resultado una renta inframarginal adicional que reduce el excedente del consumidor a favor de un incremento en el excedente del productor.
- Los riesgos en la operación son causados por las incertidumbres que se presentan en la operación en tiempo real como son variaciones de la demanda, fallas en las unidades de generación y/o en la red y variabilidad de los recursos primarios de las fuentes variables (eólicas, solares e hidráulicas filo de agua), para verificar el comportamiento del mercado en situaciones especiales se simuló tres casos

especiales el primer escenario con menos disponibilidad de agua, luego un escenario con una producción renovable 50% abajo del pronóstico y el ultimo considera una falla en una línea de transmisión conectada a la subestación de San Carlos, al contar con los mercados intradiarios y la alternativa de cambiar las ofertas los pronósticos son más cercanos a la realidad disminuyendo así el mecanismo de balance y haciendo optima la operación del mercado al tener mayor cantidad de señales.

5 REFERENCIAS

- [1] Universidad de Comillas. “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios”, Informes del Proyecto, 2018.
- [2] PSR-Di Avante-3. “Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”, Informe Final Completo - Revisión 2, diciembre 2018.