

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

Informe de Avance 3: Metodología de Modelación

Preparado Para: Comisión de Regulación de Energía y Gas



Diciembre 2019

CONTENIDO

1	OBJETIVO-----	3
2	ESTRUCTURA DEL INFORME-----	3
3	METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE LOS DESPACHOS-----	3
3.1	Metodología para simular oferta de precios-----	4
3.2	Reserva probabilística dinámica-----	8
3.3	Metodología para el despacho ideal y el despacho factible vinculante	15
3.4	Metodología para simulación del mercado day-ahead y del mercado intradiario-----	22
3.5	Metodología para simulación del despacho real-----	26
3.6	Utilización del modelo-----	27
4	METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN-----	36
4.1	Lenguaje utilizado para desarrollar el modelo-----	36
4.2	Archivos de entrada al modelo-----	36
4.3	Descripción modelo de liquidación-----	37
4.4	Estructura archivo de salida-----	46
5	REFERENCIAS-----	48
6	ANEXO-----	50
A.	Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)-----	50
B.	Modelos Utilizados en el Informe-----	77

1 OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar el desarrollo del modelo para simulación del despacho ideal, despacho factible y mercado intradiario tanto de energía como de reserva y el modelo para la liquidación de las transacciones.

2 ESTRUCTURA DEL INFORME

En la primera parte del informe, será presentada una especificación detallada sobre el modelo para simulación del despacho ideal, despacho factible vinculante, intradiarios y SSCC, que incluye las características del modelo matemático (restricciones, la función objetivo a optimizar, las variables, parámetros etc.) y la propuesta para las simulaciones. A continuación, este informe contiene una descripción de cómo utilizar el modelo y qué resultados se podrán observar como salida del modelo de simulación. Adicionalmente, se presentará el modelo desarrollado para la liquidación de las transacciones. Posteriormente se tendrá una sección que contiene una propuesta sobre los casos que serán considerados en las simulaciones que serán realizadas para emular el funcionamiento de los mercados diarios de energía y servicios complementarios. Finalmente, este informe termina con una conclusión. En este informe se incorporan todos los comentarios recibidos de la CREG al Informe 2.

3 METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE LOS DESPACHOS

El objetivo de este proyecto es simular las ofertas y el funcionamiento del mercado de energía y reservas en el nuevo diseño del mercado. Esta tarea debe tener en cuenta los cambios que tendrá el sistema colombiano debido a la penetración de fuentes renovables que se dará en el futuro. Por tanto, se debe presentar una metodología que no solo simule el nuevo diseño del mercado colombiano en situaciones históricas, sino que también simule cómo nuevos agentes, con características diferentes a las de los agentes existentes, operarán en este nuevo diseño de mercado.

La figura que se presenta a continuación ilustra el esquema general conceptual del diseño para simular las reglas operativas y de liquidación de los mercados de energía y servicios complementarios.

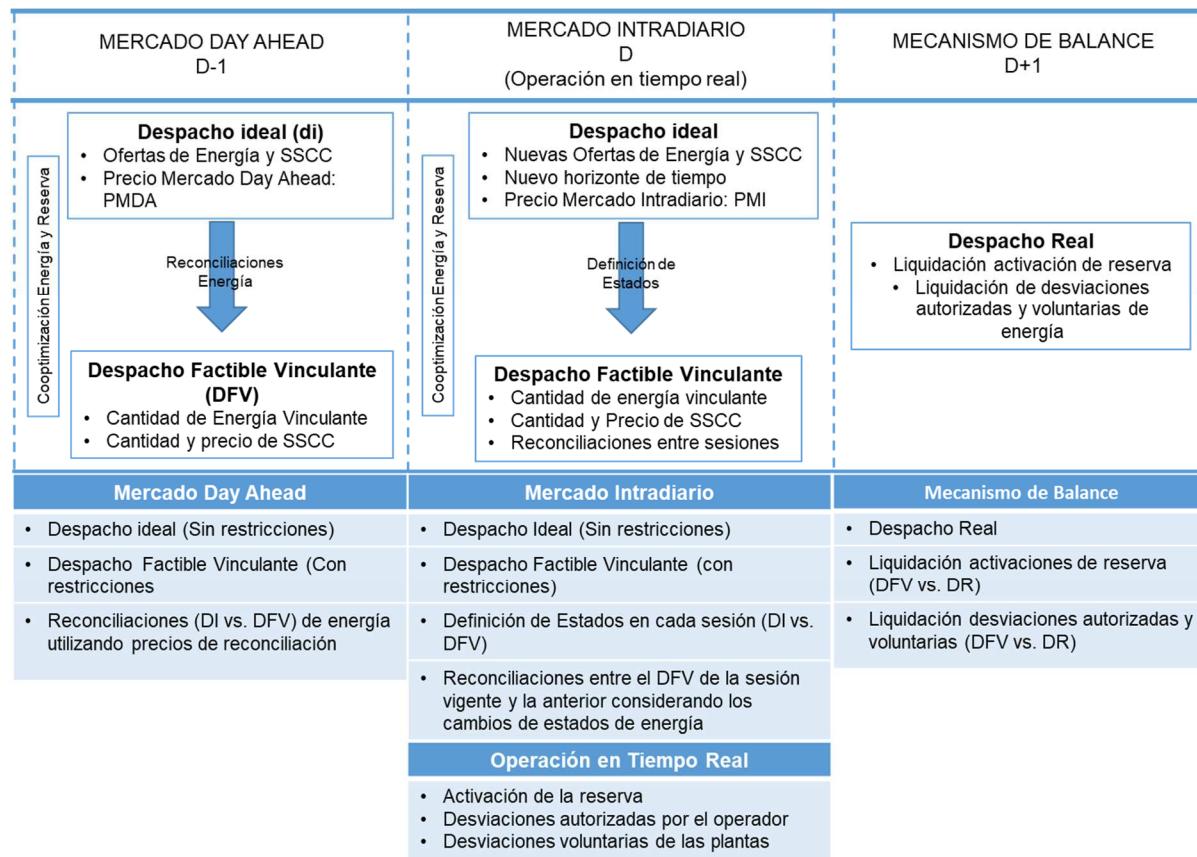


Figura 1 Proceso de operación y liquidación de energía y reserva

3.1 Metodología para simular oferta de precios

En esta sección, se aborda el primer problema, donde se presenta una metodología para simular el comportamiento de oferta de los agentes del mercado en el sistema colombiano expandido de 2023. Se comienza con un breve resumen de la dinámica del nuevo diseño del mercado, para indicar qué interacciones de los agentes tendrán que estimarse, y luego se describe cómo obtenerlo.

Por el lado de los agentes, en cada sección del mercado ingresarían ofertas de precio y cantidad por su energía y reserva. Las ofertas reflejan la expectativa que los agentes tienen sobre el estado del sistema, es decir, la demanda del sistema,

las restricciones de la línea de transmisión, etc; pero también sobre el comportamiento estratégico de los otros participantes. Los agentes elegirán sus ofertas para maximizar sus ganancias, lo que implicará tomar decisiones teniendo en cuenta la compensación entre generar menos con un precio alto y generar más con un precio más bajo. Esta es la decisión esencial para maximizar las ganancias que se espera de cada proveedor, actuando de manera independiente, en los mercados de electricidad basados en ofertas.

El objetivo de esta sección es desarrollar una metodología que imite el proceso de toma de decisiones de cada agente del mercado. Este proceso de toma de decisiones está naturalmente ligado a la economía del mercado energético, si el sistema es competitivo y tiene muchos agentes, es natural que los precios de oferta sean más bajos para tratar de ganar contra la competencia y si el sistema es poco competitivo, es natural que los agentes aumenten sus precios ya que tienen un activo escaso y más valioso. Otro aspecto importante de este proceso es que la competencia impulsa a los participantes del mercado a jugar unos contra otros, en un proceso que es beneficioso para el sistema.

Las condiciones de competencia perfecta asumen que hay un número infinito de agentes, de modo que ningún agente solo pueda influenciar el precio de mercado, es decir, los agentes son tomadores de precios - *Price takers*. La competencia perfecta es una situación ideal, pero con un diseño de mercado efectivo se puede obtener resultados cercanos. Para eso, las reglas del diseño de mercado deben contener los principios fundamentales: imitar el resultado de un mercado clásico competitivo y diseñar mercados para que los competidores encuentren rentable ofertar honestamente. En mercados con competencia perfecta también es necesario que el costo de producción se comporte bien y que el conocimiento de los precios del mercado sea público para todos los agentes.

En dicho mercado, la competencia hará que los precios de ofertas óptimos sean los costos marginales, o sea, ningún agente tiene ningún incentivo para ofertar más que el costo marginal, ya que aumentar la oferta para más del costo marginal eliminaría algunas ventas rentables sin la ganancia correspondiente de los precios más altos.

Entonces, bajo las consideraciones anteriores, tenemos una convergencia del mercado competitivo como resultado del equilibrio obtenido, que es equivalente a la maximización del bienestar social. Aunque se puede argumentar que puede haber agentes que pueden anticipar el comportamiento del mercado - *Price makers*, en casi todos los mercados existen salvaguardas contra el ejercicio del poder de mercado por parte de los agentes, lo que resulta en una solución cercana a la maximización del bienestar.

Los diseños de mercado efectivos fomentan la eficiencia a corto y largo plazo al suprimir los juegos o hacerlo ineficaz y establecer incentivos para el comportamiento de los participantes del mercado que sean consistentes con sus objetivos. Por ejemplo, las reglas que hacen que las ofertas sean vinculantes después de un tiempo particular en la subasta, que evalúan las multas por programar cambios o limitan los cambios a períodos particulares, acompañadas de un fuerte monitoreo y un estricto cumplimiento, animan a los participantes del mercado a representar con sinceridad sus posiciones en el mercado, o sea, revelar sus verdaderos costos de oportunidad en sus ofertas y cronogramas de compromiso de generación.

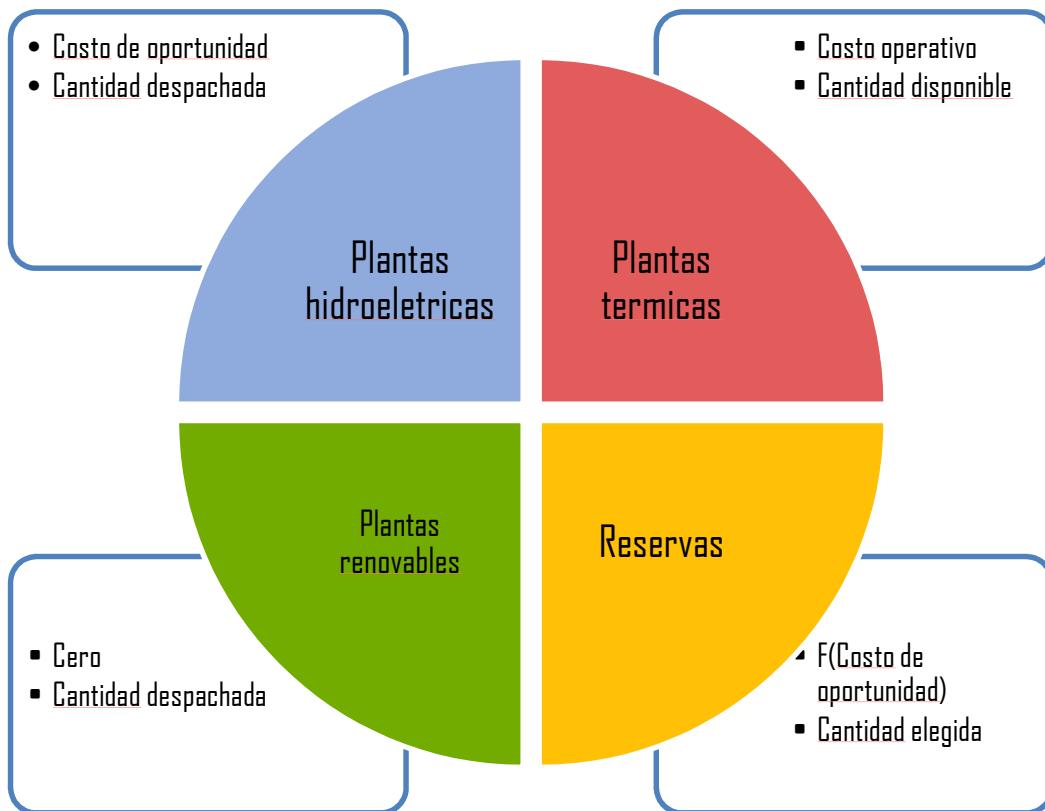
Nos beneficiaremos de los supuestos de los agentes son *Price takers* para simular el comportamiento de los participantes del mercado. Extraeremos la información sobre sus ofertas a través de la equivalencia de la maximización del bienestar y el equilibrio del mercado competitivo. Los resultados de maximización del bienestar se obtendrán mediante la ejecución del software propietario SDDP, que realiza un despacho de menor costo para un sistema de energía. SDDP es un software muy conocido, que lleva el nombre de una metodología que revolucionó la planificación de sistemas de energía en todo el mundo. XM también lo utiliza en Colombia para planificar el sistema a mediano y largo plazo.

Bajo esta configuración, una ejecución de SDDP con la base de datos, suministrada por el operador del sistema XM para los años 2019-2023, se utilizará para estimar los precios y las ofertas de cantidad para los agentes del mercado.

Como tenemos la convergencia entre las ofertas de los agentes y los costos marginales, utilizaremos en nuestras simulaciones los costos marginales como las ofertas de precios de los agentes. Por lo tanto, para las centrales hidroeléctricas,

sus ofertas serán el costo de oportunidad en la generación, para las plantas térmicas, sus ofertas serán su costo operativo. Las plantas renovables son un caso especial, ya que no tienen disponibilidad en todo momento. Su disponibilidad no está controlada ni totalmente predicha por su agente; por lo tanto, debe considerarse que debe haber un comportamiento diferente. Se considera que sus precios serán cero, ya que se considera que actuarán como una fuente de energía no despachable y se operarán para generar a plena capacidad para reducir la demanda suministro, ya que el costo operativo es muy pequeño.

Las cantidades también se estimarán a partir de la ejecución de SDDP, ya que utilizaremos la cantidad despachable en SDDP como la cantidad que ofertarán los agentes. Hay dos razones para eso, primero que es una cantidad que se estima que los agentes serán capaces de ofrecer, ya que el SDDP considera la disponibilidad y los niveles de reservorio, y segundo que esta es la cantidad óptima de maximización del bienestar por el precio óptimo. Por lo tanto, las cantidades hidroeléctricas y renovables son la cantidad despachada y la cantidad térmica ofertada será la potencia térmica disponible en cada hora.



Para las reservas, las ofertas serán las definidas por el modelo SDDP siguiendo la misma lógica presentada anteriormente, ellas serán las cantidades determinadas por el SDDP a cada una de las plantas. Los precios serán una función de los costos de oportunidad de generación. Como la planta que presta un servicio de reserva tiene un costo de oportunidad de generación posible, el precio de oferta de reserva representa el costo de oportunidad de la capacidad disponible para prestar el servicio y está relacionado con el precio de oferta de la energía, por lo tanto, podría representarse la oferta del precio de reserva en función de la oferta de la energía. Este precio ofertado también será más bajo que la oferta de energía, pues ella también recibirá una remuneración adicional en caso de generación.

Para este estudio, se elige utilizar un precio de oferta de la disponibilidad de la reserva calculado como un porcentaje de la oferta de energía, el cual se asume menor al 100%, dado que el agente tendrá la expectativa de que si sale asignado para prestar dicho servicio se le remunerará la disponibilidad más la activación al precio de reconciliación; en caso contrario sería asignado en el despacho de energía únicamente. En síntesis en un mercado competitivo se esperaría que esta oferta de disponibilidad sea el valor de rentabilidad que el mercado le permite obtener al agente en el mercado de energía. Para este estudio se supone un precio de 10% como valor razonable de rentabilidad.

3.2 Reserva probabilística dinámica

Tradicionalmente, el requisito de reserva que determina el Operador del Sistema se puede descomponer en 2 partes:

- i) En función de la pérdida de generación considerando el costo de la energía no suministrada asociada a niveles de reserva insuficientes (ajustados por la probabilidad de dicho evento) y el aporte de la reserva para CSF verificada con la contingencia de salida intempestiva de la unidad más grande del sistema;
- ii) En función del error de pronóstico y fluctuaciones de la demanda (CSF);

Esta forma tradicional para determinar la reserva operativa en los sistemas es un tema de gran discusión a nivel mundial, resultado de la gran inserción de centrales renovables variables (como fotovoltaicas y eólicas) en los sistemas de potencia, pues

la imprevisibilidad de la producción asociada a este tipo de fuentes crea una tercera variable que necesita ser considerada en la determinación de los requisitos de reserva operativa en los sistemas.

La metodología sugerida por los Consultores para ser utilizada en evaluaciones de largo plazo propone una modelación simplificada para reflejar estos componentes tradicionales, y adicionalmente agrega el cálculo de una componente asociada a las variaciones de la producción de las centrales renovables (eólicas y solares) que denominamos de reserva para el manejo de la imprevisibilidad de la producción de las ERV.

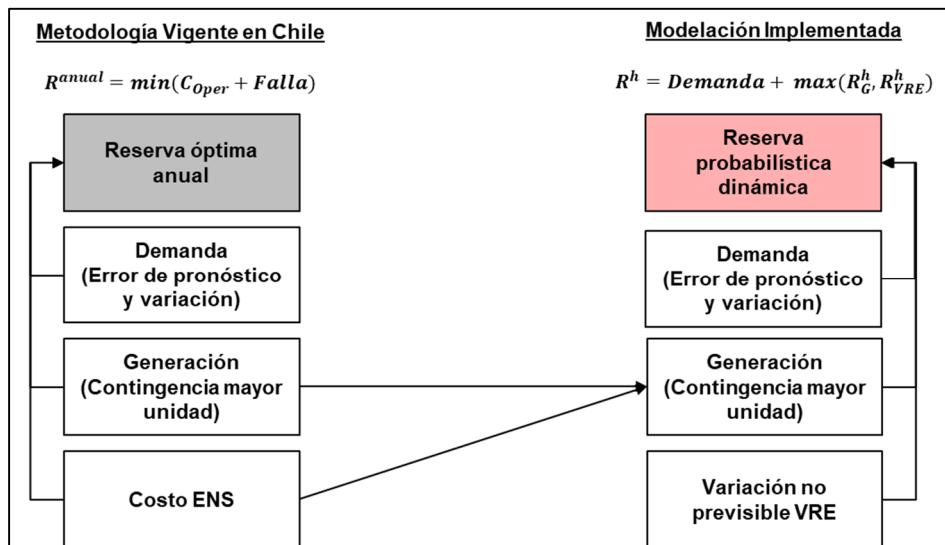


Figura 2. Modelación de reservas operativas

Conforme a esta nueva propuesta, se define la reserva mínima en giro hora a hora como la suma entre: (i) la reserva para compensar variaciones no previsibles de la demanda; (ii) la reserva determinada para manejar la variabilidad ERV y un porcentual de la reserva para soportar la contingencia de generación¹.

¹ Se define como el máximo entre la reserva para soportar contingencias simples de generación y la reserva para manejar la variabilidad horaria de las ERV debido a la bajísima probabilidad de ocurrencia de los dos eventos de forma simultánea, dado que son eventos independientes.

Dado lo anterior, se representa la necesidad de determinar criterios de reserva para manejar la variabilidad de las ERV. Esto se hace a través de dos pasos:

- i) Determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad
- ii) Optimización del costo del manejo de esta reserva operativa

3.2.1 Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV

La reserva operativa debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

El cálculo de la reserva operativa probabilística para cada mes se compone de los siguientes pasos:

1. Determina el *perfil de producción horaria promedio* de las ERV - este cálculo se hace utilizando los escenarios horarios de generación ERV. Por ejemplo, suponiendo que hay 100 escenarios, y que cada uno se compone de 30 días × 24 horas/día = 720 horas de producción ERV, tendremos $100 \times 30 = 3,000$ muestras de la producción ERV para la primera hora; ídem para la segunda hora; e así por delante. El perfil de producción horaria es el promedio de estos 1620 valores para cada hora.
2. Determina el conjunto de *desviaciones* horarias con respecto al perfil de producción - Por ejemplo, suponga que la producción ERV en la hora 1, para un escenario puntual, es de 9,200 MW, y que el perfil de producción de la hora 1 es 9,000 MW. En este caso, tendremos una desviación de $9,200 - 9,000 = 200$ MW. El cálculo de las desviaciones se repite para cada uno de los 3,000 escenarios de la hora 1; hora 2; etc. El resultado final es una matriz con 3,000 líneas (escenarios) y 24 columnas (horas del día). Cada elemento de esta matriz contiene una desviación en MW, positiva (caso el valor del escenario es mayor que el perfil) o negativa (caso contrario), con respecto al perfil horario promedio.

3. Determina las *variaciones* de la producción ERV entre horas consecutivas - Por ejemplo, suponga que la desviación para la hora 1, escenario 1 sea 200 MW; y que para la hora siguiente (hora 2, escenario 1), sea -50 MW (valor negativo). Esto significa que ocurrió una *reducción no previsible* de $-50 - 200 = -250$ MW de la producción ERV entre las horas 1 y 2. Estos 250 MW representan la componente “estocástica” (no previsible) de la producción ERV, y que por tanto requiere una reserva de generación para su manejo. A su vez, esto señala la necesidad de una reserva UP² de 250 MW para la hora 1, escenario 1. Suponga ahora que los valores para el escenario 2 sean: hora 1, desviación de 50 MW; hora 2, desviación de 70 MW. En este caso, habría una *variación* no previsible de $70 - 50 = 20$ MW entre las horas 1 y 2, que requiere una reserva DOWN³ de los mismos 20 MW. Este proceso se repite para todos los escenarios y horas resultando en una muestra de requisitos de reserva para cada mes y hora del horizonte de planificación (note que el requisito de reserva depende también de la expansión del sistema).
4. Determina el valor de la reserva probabilística UP y DOWN de cada hora, R^* , como la siguiente expresión:

$$R^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_{90\%}(R)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de la reserva UP (o DOWN) para cada hora; y $CVaR_{90\%}(R)$ es el promedio de los 10% “peores” valores del conjunto de reservas. El índice *CVaR*, que significa “*conditioned value at risk*”, es ampliamente utilizado para representar los valores extremos de una distribución.

Finalmente, el peso λ representa el *criterio de riesgo* del planificador.

² Reserva UP es la reserva para compensar variaciones que requieren aumento de la producción de los generadores.

³ Reserva DOWN es la reserva para compensar variaciones que requieren reducción de la producción de los generadores.

3.2.2 Escenarios de renovables - *Time Series Lab*

Para formular escenarios para la generación renovable, encontramos las ubicaciones de las plantas renovables presentes en la base de datos SDDP de XM y las comparamos con las ubicaciones que se prospectaron en el estudio "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)". Con las ubicaciones coincidentes, utilizamos el mismo procedimiento en el "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)" para generar escenarios sintéticos: utilizamos el software *Time Series Lab* de PSR para extraer datos históricos de la base de datos MERRA y luego también ajustamos un modelo no paramétrico para la producción de energía eólica y solar.

El procedimiento descrito en el informe se adjunta en el anexo A. El software *Time Series Lab* se describe en el anexo B. Abajo, presentamos una tabla con el nombre de las plantas en la base XM, la región de las plantas y el nombre de las plantas en el informe "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".

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

Nombre en la base SDDP	Región	Nombre planta en el estudio SSCC
E_Guajira	LA GUAJIRA	Eolo A1
E_Begonia	LA GUAJIRA	Eolo B1
E_Windpeshi	LA GUAJIRA	Eolo J2
E_Irraipa	LA GUAJIRA	Eolo J1
E_CasaElectr	LA GUAJIRA	Eolo J3
E_Carrizal	LA GUAJIRA	Eolo J2
E_Apotalorru	LA GUAJIRA	Eolo J4
S_PoloNuevo1	ATLANTICO	ATL
S_PoloNuevo2	ATLANTICO	ATL
S_ElPaso	CESAR	CES1
S_Latam1	LA GUAJIRA	GJR
S_Latam2	LA GUAJIRA	GJR
S_Ponedera	ATLANTICO	ATL
S_Yumbo	VALLE DEL CAUCA	CAU
S_Manantial	CESAR	CES2
S_BSBolívar	ATLANTICO	ATL
S_Urra	CORDOBA	COR1
S_GrupAnt	ANTIOQUIA	ANT
S_GrupCaribe	ATLANTICO	ATL
S_GrupOrient	ARAUCA	ARA
S_GrupSur	NARIÑO	NSA
S_GrupNord	BOYACA	BOC
S_FRANCIS_PU	ATLANTICO	ATL
S_BSllanos1	META	MET
S_BSllanos2	META	CSU
S_BSllanos3	META	MET
S_BSllanos4	META	CSN
S_BSllanos5	META	MET
S_Prosperida	ATLANTICO	ATL
E_Wayuu	LA GUAJIRA	Eolo I2
S_Lalguana	BOLIVAR	BOL1
S_LatamSolar	CESAR	CES1
S_Since	SUCRE	SUC1
S_SolBolivar	BOLIVAR	BOL
S_AWARALA	SUCRE	SUC2
E_JEPIRACHI	LA GUAJIRA	Jepirachi
S_Sierpe	SUCRE	SUC2
E_Acacia	LA GUAJIRA	Eolo B1
E_Camelia	LA GUAJIRA	Eolo B2
S_SanJuanl	LA GUAJIRA	GJR
S_SanJuanll	LA GUAJIRA	GJR

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

S_Atlantico1	ATLANTICO	ATL
S_Colorados	BOLIVAR	BOL3
S_NRColl	LA GUAJIRA	GJR
S_BayuncaBol	BOLIVAR	BOL2
S_Guayacan	SUCRE	SUC1
S_LaCeiba	SUCRE	SUC1
S_SanFelipe	TOLIMA	CQR
E_Ahumado	LA GUAJIRA	Eolo A1
S_PetaloCesa	CESAR	CES1
S_Cartago	VALLE DEL CAUCA	CAU
S_PortonSol	CALDAS	CAL
S_Fundacion	MAGDALENA	MAG
S_LaSierra	ANTIOQUIA	ANT
S_Chicamocha	SANTANDER	SAN1
S_Codazzi1	CESAR	CES2
S_Codazzi2	CESAR	CES2
S_Tayrona	LA GUAJIRA	GJR
S_Paipa_I	BOYACA	BOC
S_Paipa_II	BOYACA	BOC
S_Tepuy	CALDAS	CAL
S_Wimke	LA GUAJIRA	GJR
S_Morrosqli1	SUCRE	SUC2
S_Morrosqli2	SUCRE	SUC2
S_LaCayena	SUCRE	SUC1
S_Zambranoll	BOLIVAR	BOL2
S_Filigrana	SUCRE	SUC2
S_Baranoa	ATLANTICO	ATL
S_BSBolvr503	ATLANTICO	ATL
S_BSBolvr504	ATLANTICO	ATL
S_ElColibri	ATLANTICO	ATL
S_LaUnion	CORDOBA	COR2
S_Guayepo	ATLANTICO	ATL
S_AtlanPhoto	ATLANTICO	ATL
S_LaMata	NORTE DE SANTANDER	NSA
S_BSCerro	CORDOBA	COR2
S_PalmaSeca	VALLE DEL CAUCA	CAU
S_Campano	CORDOBA	COR1
S_Guayacanes	ANTIOQUIA	ANT
S_Ubate	CUNDINAMARCA	BOC
S_Caracoli	ATLANTICO	ATL
E_Acacias2	LA GUAJIRA	Eolo B1
S_Prubenza	SANTAFE DE BOGOTA D.C.	BOG

S_Eltrebol	BOLIVAR	BOL1
E_PARQBETA	LA GUAJIRA	Eolo EE1
E_Chemesky	LA GUAJIRA	Eolo J5
E_TumaWind	LA GUAJIRA	Eolo E10
E_ParqueAlph	LA GUAJIRA	Eolo E2
S_yarigues	SANTANDER	SAN2
S_Andes	SANTANDER	SAN1

3.3 Metodología para el despacho ideal y el despacho factible vinculante

A continuación, se presenta la formulación matemática para el modelo de co-optimización de la asignación de energía y servicios complementarios para el despacho ideal y para el despacho factible vinculante. Las dos formulaciones difieren solo en la representación de la red y en las restricciones de área. Por lo tanto, primero se presentará la formulación para el modelo ideal y luego se presentará la formulación para el modelo factible vinculante con las restricciones que son añadidas a el modelo ideal.

Las herramientas utilizadas para el desarrollo de estos modelos son de libre acceso o corresponden a herramientas que la CREG tiene licencia (paquete office y CPLEX), tal como fue solicitado en los términos de referencia de este estudio.

3.3.1 Despacho ideal

El modelo del despacho Ideal es un modelo co-optimizado de energía y reservas, a partir del cual se calcula el precio de la energía del mercado de día anterior.

Para ejecutar el Despacho Ideal se requiere minimizar el precio y la cantidad ofrecida de todas las unidades de generación para satisfacer la demanda de energía y los servicios complementarios para las 24 horas del día. El problema de optimización a resolver es el siguiente:

Sean $(C_{op}(i, h); \hat{g}(i, h))$, $(\pi_{rs}^{up}(i, h); \hat{r}_s^{up}(i, h))$, $(\pi_{rs}^{dn}(i, h); \hat{r}_s^{dn}(i, h))$ y $(\pi_{rt}(i, h); \hat{r}_t(i, h))$ las cantidades y precios ofertados por los agentes habilitados en los mercados de energía y servicios complementarios, donde:

$C_{op}(i, h)$ - precio de oferta de la central i en la hora h para el mercado de energía;

$\hat{g}(i, h)$ - declaración de disponibilidad la central i en la hora h para el mercado de energía;

$\pi_{rs}^{up}(i, h)$ - precio de oferta para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\hat{r}_s^{up}(i, h)$ -oferta de disponibilidad para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\pi_{rs}^{dn}(i, h)$ - precio de oferta para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\hat{r}_s^{dn}(i, h)$ - oferta de disponibilidad para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\pi_{rt}(i, h)$ - precio de oferta de la central i en la hora h para la reserva terciaria;

$\hat{r}_t(i, h)$ - oferta de disponibilidad la central i en la hora h para la reserva terciaria;

El modelo de co-optimización se formula de la siguiente forma:

FUNCIÓN OBJETIVO

$$\text{Minimize} \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^N \left(C_{op}(i, h) \times g(i, h) + \pi_{rs}^{up}(i, h) \times r_s^{up}(i, h) + \pi_{rs}^{dn}(i, h) \times r_s^{dn}(i, h) + \pi_{rt}(i, h) \times rt(i, h) + Ca(i) \times y(i, h) + Cp(i) * w(i, h) \right) + \sum_{h=1}^H Cr \times \delta(h) \quad (1)$$

Donde:

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

N - número de unidades de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas etc.);

B - número de barras en el sistema;

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

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

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

$r_t(i, h)$ - cantidad asignada de la central i en la hora h para la reserva terciaria;

$Ca(i)$ - costo de arranque de la unidad i ;

$Cp(i)$ - costo de parada de la unidad i ;

Cr - costo del racionamiento;

$y(i, h)$ - variable que indica que la unidad i fue prendida en la hora h ;

$w(i, h)$ - variable que indica que la unidad i fue apagada en la hora h ;

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

RESTRICCIONES

Límite de asignación en cada mercado para la hora h :

$$g(i, h) \leq \hat{g}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (2)$$

$$r_s^{up}(i, h) \leq \hat{r}_s^{up}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (3)$$

$$r_s^{dn}(i, h) \leq \hat{r}_s^{dn}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (4)$$

$$r_t(i, h) \leq \hat{r}_t(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (5)$$

Suministro de la demanda en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N g(i, h) + \delta(h) = De(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (6)$$

Donde:

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

$\delta(h)$ - costo de racionamiento del sistema para la hora h ;

Requerimiento de reserva secundaria en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N r_s^{up}(i, h) \geq Rr_s^{up}(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^N r_s^{dn}(i, h) \geq Rr_s^{dn}(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (8)$$

Donde:

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

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

Requerimiento de reserva terciaria en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N r_t(i, h) \geq Rr_t(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (9)$$

Donde:

$Rr_t(h)$ - Requerimiento de reserva terciaria en la hora h ;

Capacidad de las unidades de generación:

$$g(i, h) + r_s^{up}(i, h) + r_t(i, h) \leq \bar{g}(i, h) \times x(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (10)$$

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

Reserva terciaria:

$$r_t(i, h) \leq \bar{g}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (11)$$

Mínimo técnico de las unidades de generación:

$$g(i, h) - r_s^{dn}(i, h) \geq \max \left\{ \underline{g}_c(i, h), \underline{g}_f(i) \right\} \times x(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, \quad i = 1, \dots, N \quad (12)$$

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 ;

Accionamiento de las unidades de generación y parada de las unidades de generación: Estas restricciones corresponden a la validación de estado (encendido, apagado) y la acción de arranque y/ parada de cada generador en cada periodo horario, con el fin de evitar que en un mismo periodo horario una maquina tenga más de un estado o acción

$$y(i, h) - x(i, h) + x(i, h - 1) \geq 0, \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (13)$$

$$w(i, h) + x(i, h) - x(i, h - 1) \geq 0, \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (14)$$

$$y(i, h) + w(i, h) + x(i, h) + x(i, h - 1) \leq 2, \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (15)$$

$$y(i, h) + w(i, h) \leq x(i, h) + x(i, h - 1), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (16)$$

Tiempo mínimo apagado:

$$x(i, h - 1) - x(i, h) + x(i, k) \leq 1, \quad \text{para } h = 2, \dots, H - 1, k = h + 1, \min\{H, h + \tau_d(i) - 1\}, i = 1, \dots, N \quad (17)$$

Donde:

$\tau_d(i)$ - mínimo tiempo que la unidad i debe permanecer fuera de línea (horas);

Tiempo mínimo en operación:

$$x(i, h - 1) - x(i, h) + x(i, k) \leq 1, \quad \text{para } h = 2, \dots, H - 1, \\ k = h + 1, \min\{H, h + \tau_u(i) - 1\}, i = 1, \dots, N \quad (18)$$

Donde:

$\tau_u(i)$ - mínimo tiempo que la unidad i debe permanecer en línea (horas);

Rampas de generación:

$$g(i, h) - g(i, h - 1) \leq r_F^{up}(i) - (r_F^{up}(i) - r_C^{up}(i))(1 - y(i, h)), \text{ para } h = 2, \dots, H \quad (19)$$

$$g(i, h) - g(i, h - 1) \geq -r^{dn}(i), \text{ para } h = 2, \dots, H \quad (20)$$

Donde:

$r_F^{up}(i)$ - rampa fría para aumento máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

$r_C^{up}(i)$ - rampa caliente para aumento máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

$r^{dn}(i)$ - rampa para reducción máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

Generación forzada:

$$g(i, h) = \gamma(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (21)$$

Donde:

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

3.3.2 Despacho factible vinculante

Restricción balance en los nodos del sistema de transmisión para la hora h :

$$\sum_{i \in \Psi(k)} g(i, h) - \sum_{l \in NF(k)} f(l, h) + \sum_{l \in NT(k)} f(l, h) + \delta(k, h) = De(k, h), \quad (22)$$

para $k = 1, \dots, K, h = 1, \dots, H$

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;

$De(k, h)$ - demanda de la barra k para la hora h ;

$\delta(k, h)$ - racionamiento en la barra k para la hora h ;

Restricción de flujo en los circuitos para la hora h :

$$f(l, h) = \gamma(l) \times (\theta(j, h) - \theta(k, h)), \text{ para } l = 1, \dots, L, h = 1, \dots, H \quad (23)$$

Donde:

$\gamma(l)$ - susceptancia del circuito l cuyos nodos origen y destino son $j - k$, respectivamente;

$\theta(k, h)$ - apertura angular de la barra k en la hora h ;

Restricción de capacidad de los circuitos para la hora h :

$$-\bar{f}(l) \leq f(l, h) \leq \bar{f}(l), \text{ para } l = 1, \dots, L, h = 1, \dots, H \quad (24)$$

Donde:

$\bar{f}(l)$ - máximo carga para el circuito l cuyos nodos origen y destino son $j - k$, respectivamente.

Restricción de suma de flujos entre áreas:

Estas restricciones representan límites máximos para la suma del flujo que sale del área 1 al área 2. Para cada restricción es necesario informar el límite, así como las dos áreas que toman parte de la restricción. La siguiente ecuación define los límites para la suma de flujos en los circuitos seleccionados:

$$\sum_{l \in L(A_1, A_2)} f(l, h) \leq \bar{L}(A_1, A_2), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (25)$$

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.

Restricción de importación/exportación de área eléctrica:

$$-I(l) \leq \sum_{l \in S(A)} f(l, h) \leq E(l), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (26)$$

$S(A)$ - conjunto de líneas que unen el área 1 a otras áreas.

$E(A)$ - límite de exportación en el área a A.

$I(A)$ - límite de importación en el área a A.

Restricción de generación mínima en área eléctrica:

$$\sum_{i \in G(A)} g(i, h) \geq \underline{G}(A, h), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (27)$$

$G(A)$ - conjunto de plantas que pertenecen al área A.

$G(A, h)$ - generación mínima horaria del área A de plantas que pertenecen al área A.

3.4 Metodología para simulación del mercado day-ahead y del mercado intradiario

El mercado day-ahead y las sesiones del mercado intradiario se simulan con una ejecución del modelo ideal y del modelo factible vinculante. El modelo ideal dará el precio de despacho para cada hora y el modelo factible vinculante dará el programa de generación de energía para cada central eléctrica, y la asignación y precios de la reserva.

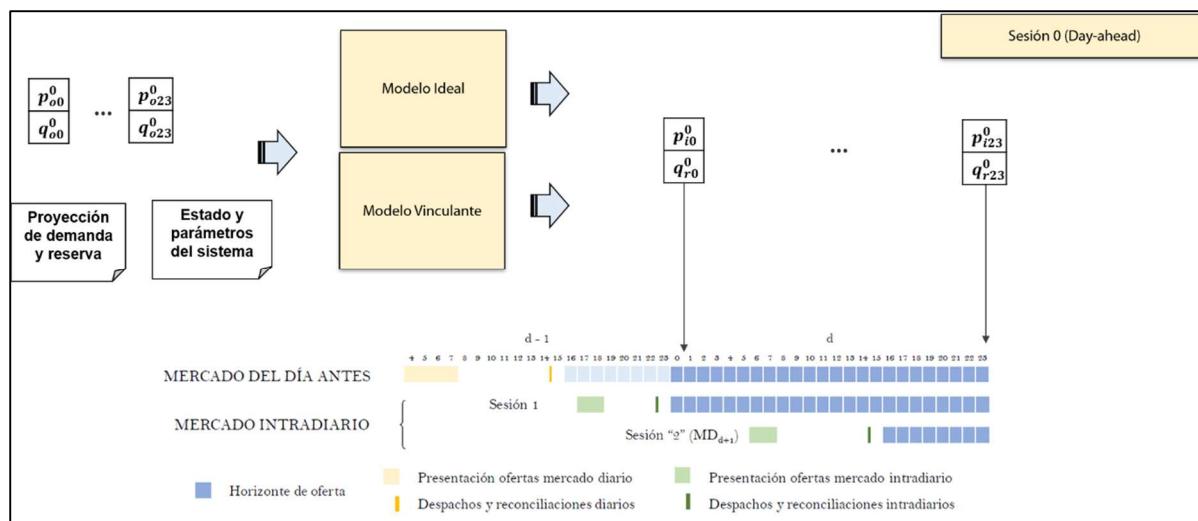


Figura 3 Ejemplo de simulación de la sesión day-ahead

Como se ve en la figura anterior, las ofertas (precios y cantidades) se ingresan en el modelo con la proyección de la demanda, el estado operativo del sistema (nivel de producción de las plantas en el último período y tiempo de actividad o tiempo de inactividad hasta entonces). Los parámetros del sistema, por ejemplo, la topología de la red y los parámetros físicos de las plantas también deben ser informados al modelo. Con estos datos, se debe realizar una ejecución de modelo ideal, así como una ejecución de modelo factible vinculante para definir las cantidades vinculantes para los agentes y los precios de mercado.

Las ofertas incluyen precio y cantidad para:

- Energía;
- Reserva secundaria para subir;

- Reserva secundaria para bajar;
- Reserva terciaria.

Los parámetros del sistema que se conocen y pueden ingresarse en los modelos incluyen:

- Capacidad instalada;
- Generación mínima;
- Tiempo mínimo apagado;
- Tiempo mínimo en operación;
- Rampas de subida;
- Rampa de bajada;
- Costo de arranque;
- Costo de parada;

Los mercados intradiarios siguen la misma lógica, pero con información actualizada del estado operativo del sistema, proyección de demanda, requerimiento de reserva operativa, diferentes ofertas y topología de red. Además, el horizonte de oferta puede cambiar, dependiendo de cuál mercado intradiario se esté simulando.

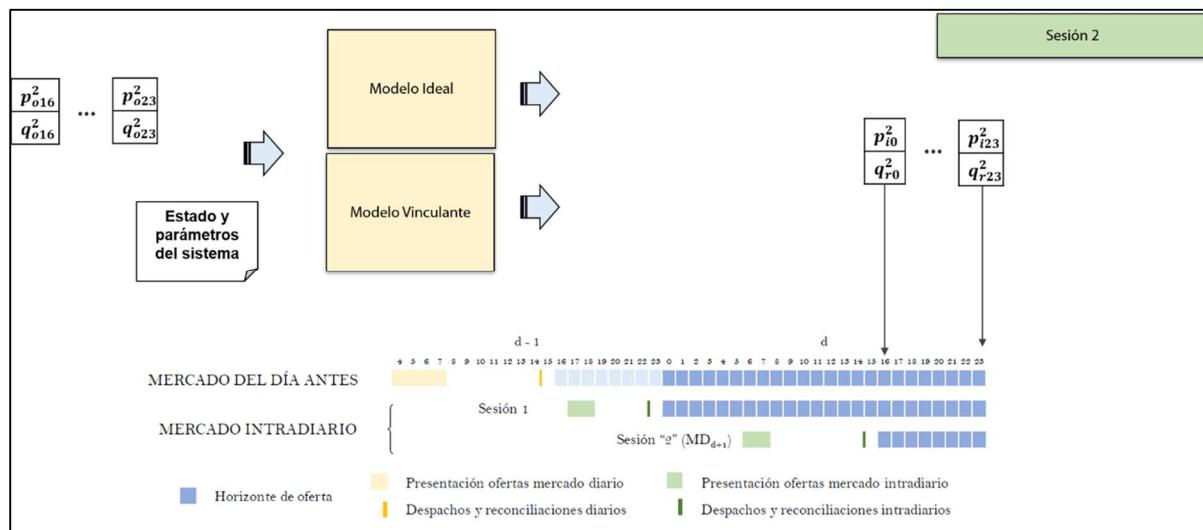


Figura 4 Ejemplo de simulación de la sesión 2 intradiaria

La proyección de demanda y el requisito de reserva son entradas que en tiempo real son actualizadas por el operador del sistema debido a su pronóstico de demanda y de producción renovable en las próximas horas.

Los mercados se simulan ejecutando en forma independiente los modelos ideales y vinculantes para cada sesión secuencialmente y con los valores actualizados como están descritos anteriormente. Una vez cerrados todos los mercados, se calcula la liquidación final. El modelo para calcular la liquidación se describe en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

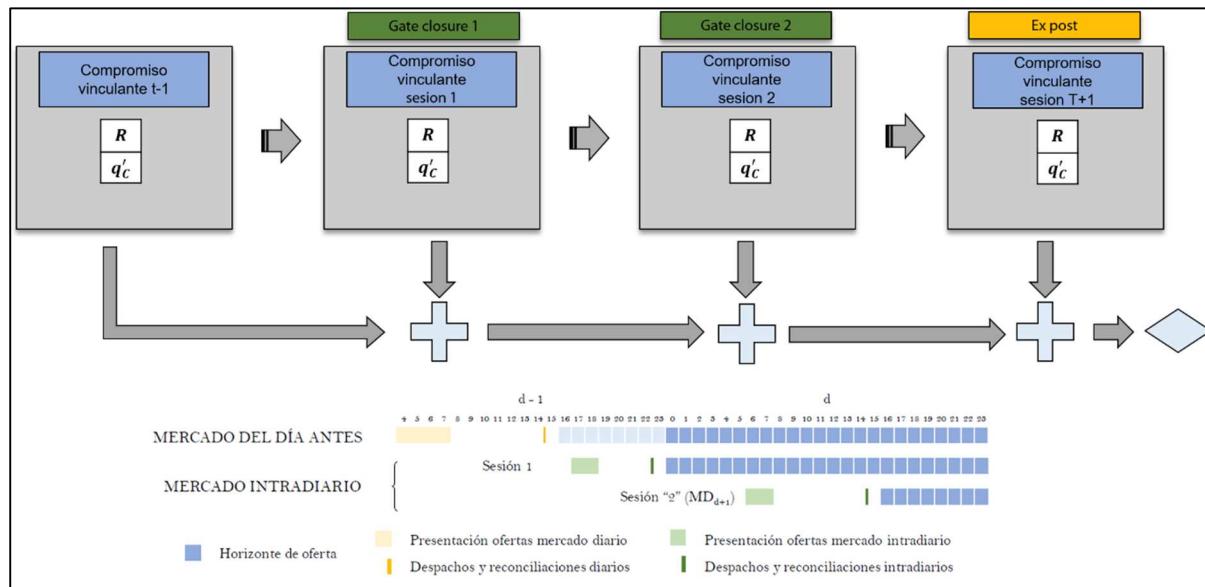


Figura 5 Liquidación de secuencias de mercados

Se simula el cambio de las ofertas entre las sesiones del mercado a través del cambio de los datos de entrada estimados con el SDDP.

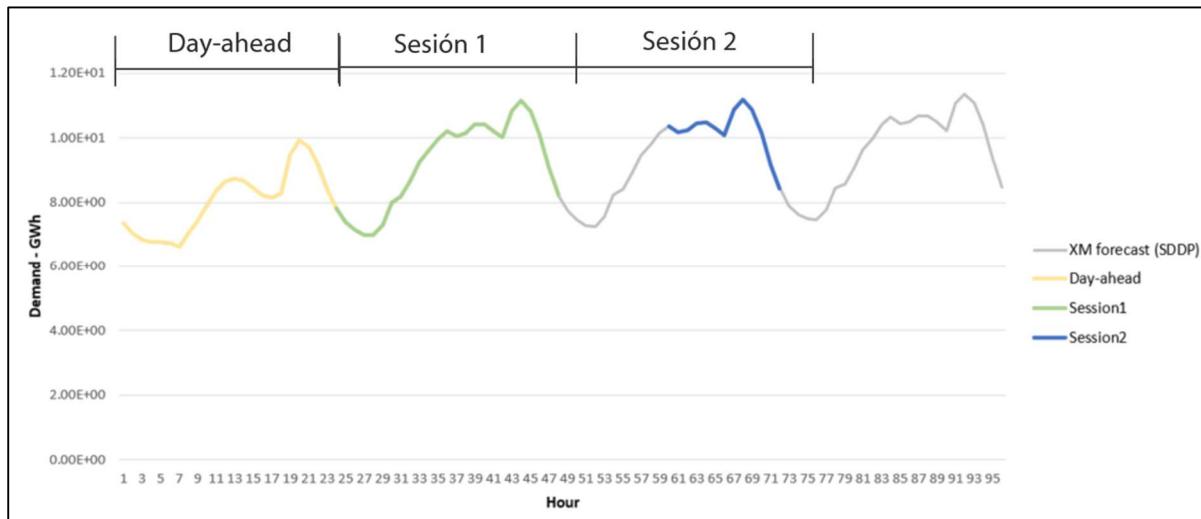


Figura 6 Datos de entrada para las simulaciones de las sesiones

Se supone que el resultado de la simulación horaria de cada día del SDDP es el resultado de un proceso estocástico. Este proceso tiene una correlación temporal, ya que el SDDP hace una operación de resolución horaria. Tomando este punto de vista, las horas de días podrían ser la realización de una variable aleatoria debido a que es el resultado de un problema de optimización, que puede ser representado como una función de los datos físicos, aquí son determinísticos, y de los datos inciertos (generación renovable y afluencia) que son variables aleatorias. Como la razón principal que motiva el cambio de ofertas en sesiones del mercado es el cambio en el pronóstico de la demanda, el pronóstico de reserva, la disponibilidad de plantas, se podría argumentar que el cambio en las ofertas es causado por la revelación de la información en el tiempo de toma de decisiones. A medida que la sesión del mercado se acerca al tiempo real, se revelan más incertidumbres y, por lo tanto, se hacen mejores pronósticos. Este cambio en los pronósticos obliga a los agentes a cambiar sus posiciones en los mercados, ajustándolo a la nueva visión del futuro, donde pueden obtener más ganancias. Por lo tanto, se considera que cada día secuencial en la ejecución de SDDP es una realización de una variable aleatoria y que esta realización es la que se revelará en cada sesión de mercado, haciendo que los agentes ajusten sus ofertas. La figura anterior muestra este procedimiento y resalta las horas de datos utilizadas en cada sesión, ilustradas aquí con un resultado de demanda. Creemos que vale la pena mencionar que, en este

ejemplo, las sesiones tienen un tamaño decreciente ya que representan el ejemplo de la figura abajo, presentado inicialmente en los informes anteriores.

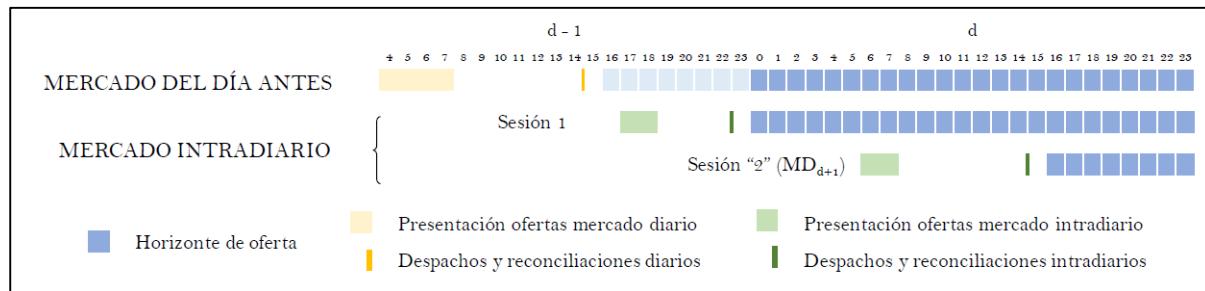
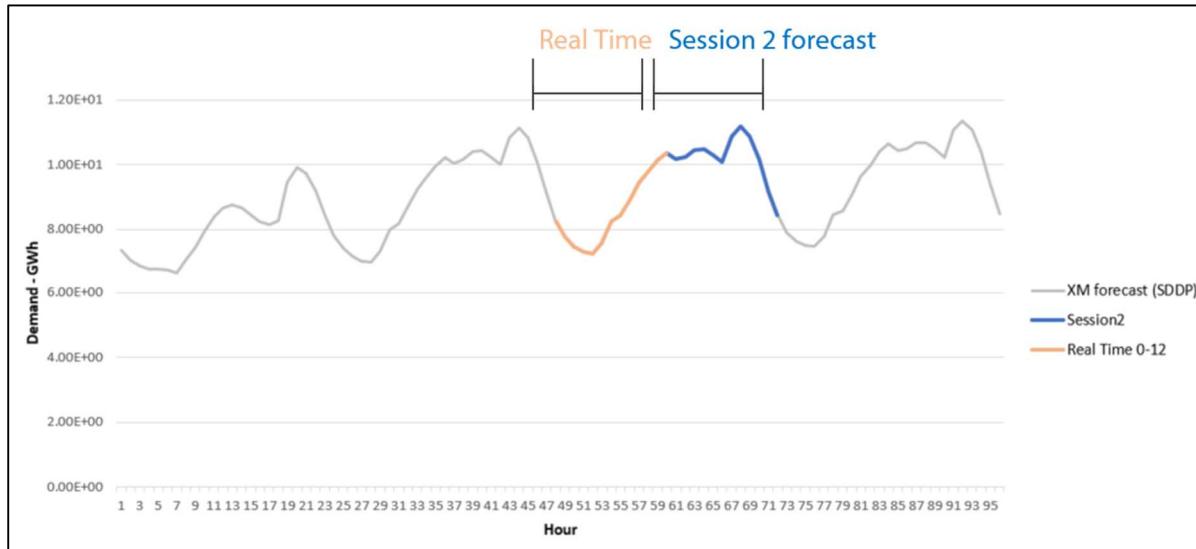


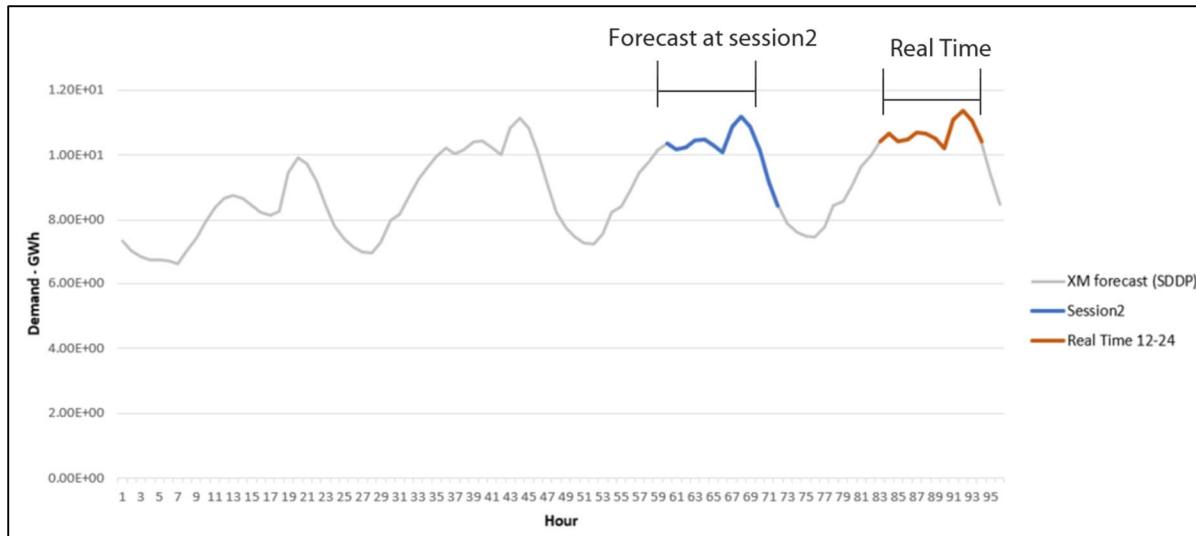
Figura 7 Ejemplo de sesiones de mercado

3.5 Metodología para simulación del despacho real

El despacho del tiempo real sigue la misma lógica presentada anteriormente, pero también tenemos en cuenta la relación entre el tiempo real y las sesiones de mercado. Puede ser el caso donde una sección del mercado está sucediendo al mismo tiempo que el tiempo real, como se muestra en la figura anterior entre las horas 6-8. En este caso, hay más información disponible para que los participantes del mercado ajusten sus posiciones debido a su expectativa del futuro en ese momento actual. Esto implica que el pronóstico para la sección 2 tiene correlación temporal con la información revelada en tiempo real. En nuestra propuesta, nos beneficiaremos de la metodología presentada para representarlo también en nuestra simulación de ofertas, como se muestra en la figura siguiente, donde la realización del tiempo real es las horas que preceden a la realización del pronóstico de la sección dos.



Destacamos en la figura siguiente que el pronóstico de la sección dos también tiene una incertidumbre asociada, ya que los valores en tiempo real serán diferentes de los pronosticados. De hecho, los valores en tiempo real serán, siguiendo nuestra metodología, los valores de las horas en el día siguiente de la simulación.



3.6 Utilización del modelo

El modelo se distribuirá en código fuente y también en formato ejecutable. Para ejecutar el modelo de despacho en formato ejecutable, se debe abrir el aplicativo “cmd” (*command prompt*), cambiar la carpeta para la carpeta que contiene los datos

de entrada que serán considerados en la ejecución del modelo y ejecutar el modelo de despacho, por ejemplo:

```
C:\Users\username> cd path_para_caso  
C:\path_para_caso> path/para/exe/dispatch.exe
```

El modelo fue desarrollado en el lenguaje de programación Julia [5]. Julia es un lenguaje flexible, apropiada para la computación científica y numérica, con un rendimiento comparable a los lenguajes tradicionales como C, C++ o Fortran. Proporciona facilidad y expresividad para la computación numérica de alto nivel, de la misma manera que lenguajes como R, MATLAB y Python, pero también admite programación general. Además, Julia tiene un buen conjunto de paquetes, vale la pena señalar el paquete JuMP [6], un lenguaje de modelado para problemas de optimización que tiene interfaces con casi todos los *solvers* comerciales y de código abierto. Este paquete de lenguaje de modelado permite una mayor expresividad ya que las ecuaciones se escriben en código casi de la misma manera que en papel y ofrecen una buen desempeño computacional.

Para programar en Julia, basta acceder al sitio <https://julialang.org/> y elegir uno de los editores o IDE's que son compatibles con el lenguaje. Para ejecutar el código fuente en Julia, sin el ejecutable que se distribuirá, se necesita acceder el sitio <https://julialang.org/downloads/> e instalar el lenguaje.

En las siguientes secciones se presentarán los archivos de entrada y las salidas del programa.

3.6.1 Archivos de Entrada

Los archivos de entrada contienen las características físicas de las plantas, la topología de la red de transmisión, la definición de las áreas eléctricas, los estados operativos del inicio de la simulación, las restricciones de área eléctrica y los parámetros de ejecución del modelo. Cada uno de los formatos de entrada serán explicados en detalle en el manual del usuario y son presentados en forma general a continuación.

El archivo “ThermalPlants.csv” contiene todas las informaciones físicas de las plantas térmicas, incluido el *commitment*, costos de arranque/parada y conexión a la barra.

Usinas	is commitment	forced generation	GerMin	RampUp	RampDown	MaxStartUps	MinUptime	MinDowntime	StartUpCost	ShutDownCost	Bus
BARRANQ3	1		33	24	24		48	24	70470238		Atlantico
BARRANQ4	1		33	24	24		48	24	70470238		Atlantico
CTGEMG1	1		30	20	20		48	24	50404115		Bolívar
CTGEMG2	1		30	20	20		72	24	50404115		Bolívar
CTGEMG3	1		30	20	20		48	24	53362860		Bolívar
DORADA1	1		9	0.6666666667	0.6666666667		1	1	24432908		CQR

Figura 8 Archivo ThermalPlants.csv

El archivo de “HydroPlants.csv” tiene las informaciones de la barra de las plantas, la generación máxima y si la planta tiene una generación mínima. Si la planta tiene una generación mínima, ella debe tener un escenario de generación mínima definido en el archivo “GenMinCstr.csv”.

Usinas	Bus	GMAX	has Gmin
JAGUAS	Antioquia	170	0
PORCE3	Antioquia	700	0
CHIVOR	ChivGuavio	1000	0
SANCARLC	San Carlos	1240	0
MIEL1	Miel	396	0
PAGUA	Pagua	600	0

Figura 9 Archivo HydroPlants.csv

El archivo “RenewablePlants.csv” define las barras en que las plantas renovables están conectadas y el archivo “OperativeState.csv” define los estados operativos iniciales de las plantas térmicas.

Usinas	Bus
MDONAJUANA	Bogota
MCIMARR1	BoyacaCasanare
MGUAVIO	ChivGuavio
AG_ARGOSCTG	Bolívar
MPROENCA2	CaucaNari
MMORRO2	BoyacaCasanare
MMORRO1	BoyacaCasanare

Figura 10 Archivo RenewablePlants.csv

Agent	InitialState	HoursInInitialState	Power
TEBSA	1	10	502
PROELEC1	1	10	0

Figura 11 Archivo OperativeState.csv

El archivo “Area.csv” define las áreas eléctricas de las barras. Las áreas eléctricas pueden tener restricciones de importación/exportación que son definidas en el archivo “ArealimportExportCstr.csv” y también pueden tener restricciones de exportación máxima entre dos áreas, que son definidas en el archivo “CircuitSumCstr.csv”. La última restricción de área es la restricción de generación mínima, que obliga a que la suma de la generación de las plantas en el área sea mayor que el valor mínimo.

Bus	Area
Bolívar	Caribe
Atlantico	Caribe
GCM	Caribe
CordSucre	Caribe
Cerromatoso	Caribe
San Carlos	Caribe
Antioquia	Antioquia

Figura 12 Archivo Area.csv

Area	Import Limit	Export Limit
caribe	1450	1450

Figura 13 Archivo ArealimportExportCstr.csv

AreaFrom	AreaTo	Limit
caribe	Atlantic	1500

Figura 14 Archivo CircuitSumCstr.csv

Etapas	Hora	caribe
1	1	1000
1	2	1000
1	3	1000
1	4	1000
1	5	1000
1	6	1000
1	7	1000
1	8	1000
1	9	1000

Figura 15 Archivo AreaGenMinCstr.csv

También es posible definir restricciones para generación forzada y generación mínima, para plantas hidroeléctricas y térmicas. Estas restricciones tienen el mismo formato del dato de entrada, donde en las filas se tienen los valores de la generación forzada/mínima y en las columnas los agentes. Las restricciones son informadas en los archivos “GenForCstr.csv” y “GenMinCstr.csv” respectivamente.

Etapas	Hora	PORCE3	TEBSA	PAIPA4	FLORES1	CHIVOR
1	1	10	392	0	0	0
1	2	10	0	0	0	0
1	3	10	0	0	0	0
1	4	10	0	0	0	0
1	5	10	0	0	0	0

Figura 16 Formato dos archivos GenMinCstr.csv, GenForCstr.csv

La información de la red de transmisión del sistema se incluye en el archivo “Network.csv”, donde se especifican las barras a las cuales se conecta cada una de las líneas, su capacidad, pérdidas y reactancia.

Para el caso de las pérdidas en el despacho ideal se incluirán en la demanda total y en el despacho vinculante las pérdidas se pueden incluir en la demanda nodal en cuyo caso el valor de las pérdidas para cada una de las líneas será igual a cero, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Line	BusFrom	BusTo	CapFrom	CapTo	LossFrom	LossTo	Reactance
Bolivar-Atlantico	Bolivar	Atlantico	144.9	144.9	0	0	12.18
Bolivar-GCM	Bolivar	GCM	952.5	952.5	0	0	55.68
Atlantico-GCM	Atlantico	GCM	138	138	0	0	40.87
Atlantico-CordSucre	Atlantico	CordSucre	1187.5	1187.5	0	0	30.16
CordSucre-Cerromatoso	CordSucre	Cerromatoso	1190	1190	0	0	21.375
Cerromatoso-San Carlos	Cerromatoso	San Carlos	952.5	952.5	0	0	65.69
Cerromatoso-MagdMedio	Cerromatoso	MagdMedio	1250	1250	0	0	79

Figura 17 Archivo Network.csv

El archivo de parámetros de configuración de ejecución es el “dispatch_config.dat”. En este archivo, se puede definir la hora inicial de la ejecución, el horizonte de ejecución, elegir el *solver* de optimización, si el despacho es vinculante o ideal (ideal es sin red y vinculante es con red), el costo de escasez del sistema y si la red considera la segunda ley de Kirchhoff (que obliga que el flujo sea determinado por la diferencia angular entre las barras y por la reactancia de las líneas).

```
#  
# Dispatch configuration  
  
initial_hour = 1  
horizon = 24 # in hours  
additional_hours = 0 # in hours  
repeat_last_hour = false # repeats last hour configuration in additional hours  
solver_id = 4 # 1 - Cbc solver, 2 - GLPK solver, 3 - CPLEX solver  
consider_network = 1 # 0 - false, 1 - true  
deficit_cost = 3000  
kirchoff_2_law = 0
```

Figura 18 Archivo *dispatch_config.dat*

ThermalPlants.csv	Archivo con datos de las térmicas
HydroPlants.csv	Archivo con datos de las hidroeléctricas
RenewablePlants.csv	Archivo con datos de las renovables
Area.csv	Archivo con los datos de la configuración de las áreas
AreaImportExportCstr.csv	Archivo con restricciones de límite de importación / exportación
AreaGenMinCstr.csv	Archivo con restricciones de generación mínima por área eléctrica
GenForCstr.csv	Archivo con restricciones de generación forzada por planta
GenMinCstr.csv	Archivo con restricciones de generación mínima por planta
CircuitSumCstr.csv	Archivo con restricciones de exportación entre áreas
Network.csv	Archivo con los datos de la configuración de la red de transmisión
OperativeState.csv	Archivo con los datos del estado operativo inicial de las plantas
dispatch_config.dat	Archivo con parámetros de ejecución

3.6.1.1 *Definición de las cantidades*

Los archivos con las ofertas de cantidades de los agentes tienen el formato CSV. La primera columna es auxiliar y posee el nombre “Etapas”, la próxima es una columna con las horas y las demás son los valores de las ofertas de cantidades de las plantas. Un ejemplo de archivo de ofertas “Qhydro.csv” se muestra a continuación:

Etapas	Hora	JAGUAS	PORCE3	CHIVOR	SANCARLC	MIEL1
1	1	170	700	500	1240	384
1	2	170	700	500	1240	384
1	3	170	700	500	1240	384
1	4	170	700	500	1240	384
1	5	170	700	500	1240	384
1	6	170	700	500	1240	384

Figura 19 Ejemplo de archivo de cantidad

El archivo de demanda “Demand.csv” es diferente de los otros archivos porque tiene en sus columnas el valor de la demanda en cada una de las barras del sistema:

Etapas	Hora	Arauca	Antioquia	Atlantico	Bogota	Bolivar
1	1	81	609	562	1310	380
1	2	80	586	544	1247	365
1	3	78	570	528	1228	352
1	4	78	580	514	1251	345
1	5	77	640	513	1460	338

Figura 20 Archivo Demand.csv

Demand.csv	Requerimiento del mercado de energía
{QresPdn, QresPup}.csv	Requerimiento de reserva secundaria down/up
QresT.csv	Requerimiento de reserva terciaria
{Qhydro, Qtherm, Qrenew}.csv	Cantidad ofertada para el mercado de energía (agentes de generación: hidros, térmicas y renovables)
{QresCapSup, QresCapSdn}.csv	Cantidad ofertada para la reserva secundaria down/up para cada central (unidad)

QresCapT	Cantidad ofertada para la reserva terciaria
----------	---

3.6.1.2 *Definición de los precios*

Los archivos con las ofertas de precios de los agentes tienen el formato CSV. La primera columna es auxiliar y posee el nombre “Etapas”, la siguiente es una columna con las horas y las demás son los valores de las ofertas de precios de las plantas. Un ejemplo de archivo de ofertas “PresSdn.csv” se muestra a continuación:

Etapas	Hora	JAGUAS	PORCE3	CHIVOR	SANCARLC	MIEL1	PAGUA
1	1	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	2	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	3	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	4	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	5	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	6	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	7	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	8	190500	127000	57476	154700	200900	300000
1	9	190500	127000	57476	154700	200900	300000

Figura 21 Ejemplo de archivo de definición de precios

{Phydro, Ptherm, Pnew}.csv	Precio de la oferta para el mercado de energía (agentes de generación: hidros, térmicas y renovables)
{PresPdn, PresPup}.csv	Precio de la oferta para el mercado de reserva primaria (agentes definidos en las restricciones de reserva - mapeo)
{PresSdn, PresSup}.csv	Precio de la oferta para el mercado de reserva secundaria (agentes definidos en las restricciones de reserva - mapeo)
PresT.csv	Precio de la oferta para el mercado de reserva terciaria (agentes definidos en las restricciones de reserva - mapeo)

3.6.1.3 *Definición de los grupos de reserva*

Los archivos de mapeo de los agentes que pueden participar de la restricción de reserva tienen el formato CSV. En la primera columna, tenemos el nombre del requerimiento de reserva y en la segunda columna la planta que puede ofrecer una oferta. Un ejemplo de archivo de ofertas “SresMap.csv” se muestra a continuación:

Reserve	Plant
AGC	CHIVOR
AGC	GUATAPE
AGC	LATASAJERA
AGC	PORCEII
AGC	PORCEIII
AGC	BETANIA

Figura 22 Ejemplo de archivo de mapeo de reserva

{PresMap, SresMap, TresMap}.csv	Indica las centrales (unidades) habilitadas para proveer (que participan en las restricciones de) reserva.
---------------------------------	--

3.6.2 Archivos de Salida

{hydro, thermal, renewable}_quantity_bid.csv	Cantidad generada para hidroeléctrica, térmica y renovables.
{hydro, thermal}_secondary_up_reserve.csv	Reserva secundaria up destinada a centrales hidroeléctricas y térmicas.
{hydro, thermal}_secondary_down_reserve.csv	Reserva secundaria down destinada a centrales hidroeléctricas y térmicas.
{hydro, thermal}_tertiary_reserve.csv	Reserva terciaria destinada a centrales hidroeléctricas y térmicas.
thermal_commitment_status.csv	Estado de commitment térmico.
thermal_startup.csv	Accionamiento térmico.
thermal_shutdown.csv	Parada térmica.

price.csv	Salida que contiene el precio de la energía para el sistema.
price_per_bus.csv	Salida que contiene el precio de la energía por barra.
load_marginal_cost.csv	Salida que contiene el costo marginal de demanda.
network_flow_to.csv	Salida que contiene los flujos en el sentido de la línea de transmisión.
network_flow_from.csv	Salida que contiene los flujos en el sentido contrario de la línea de transmisión.
deficit.csv	Salida que contiene el costo del déficit.

4 METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN

4.1 Lenguaje utilizado para desarrollar el modelo

El modelo para la liquidación de las transacciones es desarrollado en lenguaje de programación Python que es un lenguaje multipropósito y multiparadigma de licencia libre cuyo enfoque es generar códigos que puedan ser comprendidos, mantenidos y desarrollados de manera ágil y eficaz. Actualmente, es extensamente utilizado en áreas de alto desarrollo como el análisis de datos y la inteligencia artificial. La versión utilizada para el desarrollo del modelo de liquidación es Python 3.7.4. (También podría ejecutarse con versiones superiores)

4.2 Archivos de entrada al modelo

Para la ejecución del modelo de liquidación se consideran los resultados suministrados por los modelos de despacho ideal y despacho factible vinculante tanto del day ahead como de las sesiones del mercado intradiario. Los archivos utilizados para la ejecución del modelo y entregados por el modelo de despacho descrito anteriormente son:

NOMBRE DE LOS ARCHIVOS	DATOS CONTENIDOS
{Phydro, Ptherm, Prenew}.csv	Precio de la oferta para el mercado de energía (agentes de generación: hídricas, térmicas y renovables)
{Qhydro, Qtherm, Qrenew}.csv	Cantidad ofertada para el mercado de energía (agentes de generación: hídricas, térmicas y renovables)
{hydro, thermal, renewable}_quantity_bid.csv	Cantidad de energía generada para hidroeléctrica, térmica y renovable.
{hydro, thermal, renewable}_secondary_up_reserve.csv	Reserva secundaria up destinada a centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables.
{hydro, thermal, renewable}_secondary_down_reserve.csv	Reserva secundaria down destinada a centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables.
{hydro, thermal, renewable}_tertiary_reserve.csv	Reserva terciaria destinada a centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables.
price.csv	Salida que contiene el precio de la energía para el sistema.

4.3 Descripción modelo de liquidación

El modelo desarrollado ejecuta la liquidación de las transacciones del mercado considerando las distintas etapas del mismo, esto es: el mercado day ahead, las sesiones del mercado intradiario y el mecanismo de balance.

Los resultados de la liquidación se consignan en un archivo Excel. Dicho archivo está conformado por hojas de cálculo separadas, en las cuales se incluyen las liquidaciones realizadas en cada una de las etapas. Las hojas se denominan así:

HOJA DE CÁLCULO	DESCRIPCIÓN
DAY AHEAD	Liquidación de energía y asignación de reserva del mercado day ahead

SESIÓN 1, SESIÓN 2, ... , SESION i	Liquidación de energía (reconciliaciones entre sesiones) y reconciliaciones de asignaciones de reserva de cada una de las sesiones del mercado intradiario
MECANISMO DE BALANCE	<ul style="list-style-type: none"> • Liquidación consolidada de energía y asignación de reserva obtenidas en el day ahead y en cada una de las sesiones del mercado intradiario • Liquidación activaciones de reserva • Liquidación desviaciones

A continuación se presenta en forma detallada los procedimientos de liquidación que se ejecutan en cada una de estas etapas y que se incluyen en la respectiva hoja de cálculo del archivo Excel.

4.3.1 Liquidación mercado day ahead

Para la liquidación del day ahead a partir de los resultados obtenidos en el despacho ideal (DI) y el despacho factible vinculante (DFV) se realizan los siguientes cálculos los cuales se incluyen en la hoja DAY AHEAD:

1. **Liquidación de la Energía:** inicialmente se determina para cada planta su estado⁴ y si es objeto de reconciliación. Para ello se calcula la diferencia entre el DFV y el DI así:

$$\Delta\text{Energía} = \text{Energía DFV} - \text{Energía DI}$$

Si $\Delta\text{Energía} > 0$ la planta es considerada en estado fuera de mérito y es objeto de reconciliación positiva y su liquidación será:

⁴ El Estado en que se encuentra una planta puede ser: generación en mérito, generación fuera de mérito, generación en reconciliación negativa y generación no despachada

Liquidación de Energía

$$\begin{aligned}
 &= (\text{Energía DFV} - \Delta\text{Energía}) \times \text{Precio de Energía del DI} \\
 &\quad + \Delta\text{Energía} \times \text{Precio de Reconciliación Positiva}^5
 \end{aligned}$$

Si $\Delta\text{Energía} \leq 0$ la planta es considerada en estado de generación en mérito, generación en reconciliación negativa o generación no despachada y su liquidación será:

$$\text{Liquidación de Energía} = \text{Cantidad de energía del DFV} \times \text{Precio de Energía del DI}$$

2. **Liquidación de la disponibilidad para prestar el servicio de reserva:** esta liquidación se calcula para el servicio de reserva de regulación secundaria para subir y para bajar y para el servicio de regulación terciaria, a partir de los resultados del DFV así:

$$\text{Liquidación asignación de reserva secundaria UP} = Q_{RSup} P_{RSup}$$

$$\text{Liquidación asignación de reserva secundaria DOWN} = Q_{RSdw} P_{RSdw}$$

$$\text{Liquidación asignación de reserva terciaria} = Q_{RT} P_{RT}$$

Donde:

Q_{RSup} : Cantidad de reserva secundaria para subir del DFV

Q_{RSdw} : Cantidad de reserva secundaria para bajar del DFV

Q_{RT} : Cantidad de reserva terciaria del DFV

P_{RSup} : Precio de reserva secundaria para subir del DFV

P_{RSdw} : Precio de reserva secundaria para bajar del DFV

P_{RT} : Precio de reserva terciaria del DFV

4.3.2 Liquidación sesiones del mercado intradiario

Las sesiones del mercado intradiario, independientemente de su número, se ejecutan de la misma forma que el mercado day ahead volviendo a ejecutar un despacho

⁵ El precio de reconciliación positiva corresponde al establecido en la regulación vigente

ideal y un despacho factible vinculante para todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación y utilizando la información actualizada que se haya producido a partir del cierre de la sesión de mercado anterior, incluyendo las cantidades y precios de la energía y de SSCC.

Las liquidaciones del mercado intradiario se ejecutan a partir de los resultados de precios de la energía obtenidos en el DI y de las cantidades de energía y cantidades y precios de reserva obtenidos DFV. Estas liquidaciones se incluyen en cada una de las hojas de cada sesión y son las siguientes:

1. **Liquidación de la Energía:** inicialmente se determina para cada planta su estado con el fin de calcular las reconciliaciones de energía entre las sesiones del mercado y aplicar la liquidación correspondiente en cada uno de los casos.⁶

Para ello se calcula la diferencia entre el DFV y el DI y se determina el estado así:

$$\Delta\text{Energía} = \text{Energía DFV} - \text{Energía DI}$$

Si $\Delta\text{Energía} > 0 \rightarrow \text{Estado: Reconciliación positiva}$

$\Delta\text{Energía} < 0 \rightarrow \text{Estado: Reconciliación negativa}$

$\Delta\text{Energía} = 0 \rightarrow \text{Estado: Mérito ó no despachada}$

En caso de presentarse cambios de estado entre las sesiones debe realizarse la liquidación de la energía, utilizando para ello los DI 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:

⁶ Para la definición de estados, las reconciliaciones de energía en el mercado intradiario y la determinación de las liquidaciones a aplicar en cada caso se considera lo definido en la propuesta regulatoria realizada por la Universidad de Comillas, publicada en la Circular CREG 005 de 2019, particularmente lo definido el Anexo 2 de dicha propuesta.

		Sesión $i + 1$			
		Mérito	Reconciliación Negativa	Reconciliación Positiva	No despachada
Sesión i	Liquidación estándar*	$\text{Max} (0; p_{DI}^i q_{DFV}^i + p_{DI}^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i))$	$\text{Max} (p_{DI}^i q_{DFV}^i; p_R^{i+1} q_{DFV}^{i+1})$	Liquidación estándar*	
	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*		Liquidación estándar*	
	$p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	$p_{DI}^{i+1} q_{DFV}^{i+1}$	$p_R^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$	<ul style="list-style-type: none"> Caso 1: El generador es desplazado por otro $p_R^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$ Caso 2: El generador sufre una indisponibilidad <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> Precio de la oferta </div>	
	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*		$p_R^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$	Liquidación estándar*
	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*		$p_{DI}^i q_{DFV}^i + p_R^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{DFV}^i)$	Liquidación estándar*

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

Donde:

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

p : precio	DI : Despacho Ideal	p_{DI}^i : precio del DI de la sesión i
q : cantidad	DFV : Despacho Factible Vinculante	q_{DFV}^i : cantidad de DFV de la sesión i
i : indica la sesión del mercado	R : reconciliación	p_R^i : precio de reconciliación de una planta en la sesión i

2. **Liquidación de la disponibilidad para prestar el servicio de reserva:** se calculan las reconciliaciones de los recursos asignados para prestar el servicio de reserva de regulación secundaria para subir y para bajar y para el servicio de regulación terciaria, a partir de los resultados del DFV así:

$$\text{Liquidación asignación de reserva secundaria UP} = Q_{RSup}^i P_{RSup}^i + P_{RSup}^{i+1} (Q_{RSup}^{i+1} - Q_{RSup}^i)$$

$$\text{Liquidación asignación de reserva secundaria UP} = Q_{RSdw}^i P_{RSdw}^i + P_{RSdw}^{i+1} (Q_{RSdw}^{i+1} - Q_{RSdw}^i)$$

$$\text{Liquidación asignación de reserva terciaria UP} = Q_{RT}^i P_{RT}^i + P_{RT}^{i+1} (Q_{RT}^{i+1} - Q_{RT}^i)$$

Donde:

i: indica la sesión del mercado

Q_{RSup} : Cantidad de reserva secundaria asignada para subir del DFV

Q_{RSdw} : Cantidad de reserva secundaria asignada para bajar del DFV

Q_{RT} : Cantidad de reserva terciaria asignada del DFV

P_{RSup} : Precio de reserva secundaria para subir del DFV

P_{RSdw} : Precio de reserva secundaria para bajar del DFV

P_{RT} : Precio de reserva terciaria del DFV

4.3.3 Mecanismo de balance

En la hoja MECANISMO DE BALANCE se incluye inicialmente los valores consolidados de todas las liquidaciones de energía y reserva realizadas previamente tanto en el day ahead como en los mercados intradiarios. La siguiente figura esquematiza la forma en la que se realiza dicha consolidación:



Adicionalmente, en esta hoja se incluyen los cálculos de las activaciones de la reserva y de las desviaciones de energía, los cuales son obtenidos a partir de la información del Despacho Real (Obtenida del sistema de medición comercial) y considerando los resultados del DFV.

1. **Liquidación de activaciones de reserva:** inicialmente se determina para cada planta la cantidad de reserva activada. A partir de este valor se calcula liquidación de la activación de reserva para cada planta, así:

Remuneración por activación de reserva a subir

= Cantidad de energía activada a subir x Precio Rec Positiva

Devolución por activación de reserva a bajar

= Cantidad de energía activada a bajar x PMI de la sesión correspondiente

2. **Liquidación desviaciones de energía:** inicialmente se calculan las desviaciones y se determina de acuerdo con la información de la operación del sistema la causa de cada una de ellas. Con esta información se efectúa la liquidación de cada una de ellas, así:

- Liquidación desviaciones autorizadas:

Remuneración por desviaciones autorizadas a subir

= Cantidad de energía autorizada a subir x Max(Precio de la sesión correspondiente, Precio Rec Positiva)

Remuneración por desviaciones autorizadas a bajar = 0

- Liquidación desviaciones voluntarias:

Remuneración por desviaciones voluntarias hacia arriba = 0

Pago por desviaciones voluntarias hacia abajo
 = *Cantidad de energía desviada hacia abajo x Precio de activación de la reserva mas costosa*

4.3.4 Liquidación costos de arranque y parada

En la hoja DELTA I se incluye el cálculo de los costos de arranque y parada no cubiertos y el valor conocido como Δi (\$/KWh) correspondiente. Este valor es calculado después del cierre del mercado, considerando la oferta de las plantas que efectivamente tiene un arranque en el día de operación y los MPO de todas las sesiones del mercado e identificando las plantas cuya remuneración no cubre los costos de arranque y parada. Estos valores de costos no cubiertos para el día de operación se suman, y se dividen por el total de la demanda del sistema, para hallar el Δi (\$/KWh) correspondiente del día, así:

$$\Delta I = \frac{\sum_{j=1}^{NP} \left(\max(0, \text{Costos no cubiertos de } AP_j) \right)}{\sum_{i=1}^{24} D_i}$$

$$\text{Costos no cubiertos de } AP_j = \sum_{z=1}^{na} Par_{j,z} - \sum_{i=1}^{24} GReal_{j,i} \times (MPO_i - Pof_j)$$

Donde:

Costos no cubiertos de AP_j : Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j

NP: Número de plantas térmicas.

D_i : Demanda Total en la hora i

$Par_{j,z}$: Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j .

na : Número de arranques de la planta j .

$GReal_{j,i}$: Generación real de la planta j en la hora i

MPO_i : Máximo Precio Ofertado en la hora i

Pof_j: Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j

4.3.5 Liquidación valores netos finales

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.

4.4 Estructura archivo de salida

Tal como se mencionó anteriormente el modelo de liquidación arroja un archivo de Excel el cual está conformado por hojas de cálculo separadas, en las cuales se incluyen las liquidaciones realizadas en cada una de las etapas. A continuación se presenta la estructura general de cada una de esas hojas.

HOJA DAY AHEAD

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	
	Variable	Recurso	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1																	
2	PMDA (\$/MWh)	Day Ahead	154700	150000	150000	150000	150000	161863	165099	166130	166130	188140	200000	200000	190500	190500	
3	Precio reserva secundaria UP [\$/MW]	Day Ahead	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	
4	Precio reserva secundaria Down [\$/MW]	Day Ahead	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	57476,1	
5	Precio reserva terciaria [\$/MW]	Day Ahead	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
248	Oferta precio energía [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
249	Oferta disponibilidad energía [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
250	Oferta precio reserva secundaria UP [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
251	Oferta precio reserva secundaria Down [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
252	Oferta disponibilidad reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
253	Oferta disponibilidad reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
254	Oferta precio reserva terciaria [\$/MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
255	Oferta disponibilidad reserva terciaria [MWh]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
256	Despacho ideal [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
257	Despacho vinculante [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
258	Asignación reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
259	Asignación reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
260	Asignación reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
261	Reconciliaciones energía [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
262	Precio reconciliación [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
263	Estado generación	CHIVOR	Merito	Merito	Merito	Merito											
264	Liquidación energía en mérito [\$/]	CHIVOR	77350000	75000000	75000000	75000000	75000000	80931500	82549500	83065000	83065000	94070000	100000000	100000000	95250000	95250000	1
265	Liquidación energía en reconciliación [\$/]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
266	Liquidación energía total [\$/]	CHIVOR	77350000	75000000	75000000	75000000	75000000	80931500	82549500	83065000	83065000	94070000	100000000	100000000	95250000	95250000	1
267	Liquidación asignación reserva secundaria UP [\$/]	CHIVOR	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	
268	Liquidación asignación reserva secundaria Down [\$/]	CHIVOR	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	
269	Liquidación reserva terciaria [\$/]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO

VINCULANTE, MERCADO INTRADIÁRIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

HOJA SESIÓN 1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Variable	Recurso	0	1	2	3	4	5	6	7	8
2	PMI 1 (\$/MWh)	Sesión 1	139230	139230	139230	139230	161863	166130	166130	188140	
3	Precio reserva secundaria UP [\$/MW]	Sesión 1	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	
4	Precio reserva secundaria Down [\$/MW]	Sesión 1	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	
5	Precio reserva terciaria [\$/MW]	Sesión 1	0	0	0	0	0	0	0	0	
259	Oferta precio [\$/MWh]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
260	Oferta disponibilidad [MW]	CHIVOR	375	375	375	375	375	375	375	375	375
261	Oferta precio reserva secundaria UP [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
262	Oferta precio reserva secundaria Down [\$/MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
263	Oferta disponibilidad reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
264	Oferta disponibilidad reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
265	Oferta precio reserva terciaria [\$/MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
266	Oferta disponibilidad reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
267	Despacho ideal [MW]	CHIVOR	375	375	375	375	375	375	375	375	375
268	Despacho vinculante [MW]	CHIVOR	375	375	375	375	375	375	375	375	375
269	Delta vinculante [MW]	CHIVOR	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125
270	Asignación reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
271	Asignación reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
272	Asignación reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
273	Reconciliaciones energía [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
274	Estado generación	CHIVOR	Merito	Merito							
275	Liquidación aplicada	CHIVOR	liquidación Estánda	liquidación Est							
276	Precio reconciliación [MW]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
277	Liquidación energía [\$]	CHIVOR	59946250	57596250	57596250	57596250	57596250	60698625	61783250	62298750	59547500
278	Delta liquidación [\$]	CHIVOR	-17403750	-17403750	-17403750	-17403750	-17403750	-20232875	-20766250	-20766250	-23517500
279	Liquidación asignación reserva secundaria UP [\$]	CHIVOR	12069980	12069980	12069980	12069980	12069980	12069980	12069981	12069981	12069981
280	Liquidación asignación reserva secundaria Down [\$]	CHIVOR	12069980	12069980	12069980	12069980	12069980	12069980	12069981	12069981	12069981
281	Liquidación reserva terciaria [\$]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HOJA SESIÓN 2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Variable	Recurso	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	PMI 2 (\$/MWh)	Sesión 2	220000	220000	220000	220000	190500	220000	220000	220000	220000
3	Precio reserva secundaria UP [\$/MW]	Sesión 2	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
4	Precio reserva secundaria Down [\$/MW]	Sesión 2	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
5	Precio reserva terciaria [\$/MW]	Sesión 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
259	Oferta precio [\$/MWh]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
260	Oferta disponibilidad [MW]	CHIVOR	750	750	750	750	750	750	750	750	750
261	Oferta precio reserva secundaria UP [\$/MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
262	Oferta precio reserva secundaria Down [\$/MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
263	Oferta disponibilidad reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
264	Oferta disponibilidad reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
265	Oferta precio reserva terciaria [\$/MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
266	Oferta disponibilidad reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
267	Despacho ideal [MW]	CHIVOR	750	750	750	750	750	750	750	750	750
268	Despacho vinculante [MW]	CHIVOR	750	750	750	750	750	750	750	750	750
269	Delta vinculante [MW]	CHIVOR	375	375	375	375	375	375	375	375	375
270	Asignación reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
271	Asignación reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210
272	Asignación reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
273	Reconciliaciones energía [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
274	Estado generación	CHIVOR	Merito	Merito	Merito						
275	Liquidación aplicada	CHIVOR	liquidación Estánda	liquidación Est							
276	Precio reconciliación [MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
277	Liquidación energía [\$]	CHIVOR	153052500	159375000	159375000	159375000	148312500	159375000	159375000	159375000	159375000
278	Delta liquidación [\$]	CHIVOR	93505000	90930000	85000000	85000000	78687500	89750000	85000000	89750000	89750000
279	Liquidación asignación reserva secundaria UP [\$]	CHIVOR	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981
280	Liquidación asignación reserva secundaria Down [\$]	CHIVOR	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981	12069981
281	Liquidación reserva terciaria [\$]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HOJA SESIÓN 3

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	Variable	Recurso	16	17	18	19	20	21	22	23
2	PMI 3 [\$/MWh]	Sesión 3	280000	278935	329062	304685	278935	250000	188140	150000
3	Precio reserva secundaria UP [\$/MW]	Sesión 3	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	57476	57476	57476
4	Precio reserva secundaria Down [\$/MW]	Sesión 3	57476	57476	57476,1	57476,1	57476,1	57476	57476	57476
5	Precio reserva terciaria [\$/MW]	Sesión 3	0	0	0	0	0	0	0	0
259	Oferta precio [\$/MWh]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
260	Oferta disponibilidad [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500
261	Oferta precio reserva secundaria UP [\$/MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
262	Oferta precio reserva secundaria Down [\$/MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
263	Oferta disponibilidad reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	0	0	0	210	210	210
264	Oferta disponibilidad reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	0	0	0	210	210	210
265	Oferta precio reserva terciaria [\$/MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0
266	Oferta disponibilidad reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0
267	Despacho ideal [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500
268	Despacho vinculante [MW]	CHIVOR	500	500	500	500	500	500	500	500
269	Delta vinculante [MW]	CHIVOR	-250	-250	-250	-250	-250	-250	-250	-250
270	Asignación reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	210	210	0	0	0	210	210	210
271	Asignación reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	210	210	0	0	0	210	210	210
272	Asignación reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0
273	Reconciliaciones energía [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0
274	Estado generación	CHIVOR	Merito							
275	Liquidación aplicada	CHIVOR	Iquidación Estándar							
276	Precio reconciliación [MW]	CHIVOR	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6	63223,6
277	Liquidación energía [S]	CHIVOR	95000000	73141250	86859500	89571250	96008750	102500000	65465000	66922500
278	Delta liquidación [S]	CHIVOR	-64375000	-75171250	-80574250	-76171250	-69737500	-56875000	-51483625	-37500000
280	Liquidación asignación reserva secundaria UP [S]	CHIVOR	12069960	12069960	0	0	0	12069960	12069960	12069960
281	Liquidación asignación reserva secundaria Down [S]	CHIVOR	12069960	12069960	0	0	0	12069960	12069960	12069960
	Liquidación reserva terciaria [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0

HOJA MECANISMO DE BALANCE

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
	Variable	Recurso	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
2	Precio sistema [\$/MWh]	Consolidado	139230	139230	139230	139230	139230	161863	161863	200000	220000	220000	220000	190500	220000	220000	2	
3	Precio reserva secundaria UP consolidado [\$/MWh]	Consolidado	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
4	Precio reserva secundaria Down consolidado [\$/MWh]	Consolidado	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476,1	57476,1	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	
282	Despacho vinculante consolidado [MW]	CHIVOR	-975	-375	-375	-375	-375	-375	-375	-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750	
283	Delta despacho vinculante consolidado [MW]	CHIVOR	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	
284	Generación real [MW]	CHIVOR	634.60008	631.12012	629.50017	628.46011	630.03004	637.77011	640.62007	647.15015	653.52006	657.44	661.51393	663.94017	662.04015	662.37009	663.65933	66
285	Precio reconciliación positiva [\$/MWh]	CHIVOR	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476	57476
286	Liquidación energía [S]	CHIVOR	53946250	57596250	57596250	57596250	57596250	60686625	67873250	62289750	153052500	153375000	153375000	14812500	159375000	159375000	159375000	159375000
287	Delta liquidación energía [S]	CHIVOR	-17403750	-17403750	-17403750	-17403750	-17403750	-20766250	-20766250	-20766250	93505000	90930000	85000000	85000000	78867500	89750000	85000000	85000000
288	Asignación reserva secundaria UP consolidada [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
289	Asignación reserva secundaria Down consolidada [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
300	Asignación reserva terciaria consolidada [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
301	Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada [S]	CHIVOR	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	
302	Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada [S]	CHIVOR	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	
303	Liquidación asignación reserva terciaria consolidada [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
304	Activación reserva secundaria UP consolidada [MW]	CHIVOR	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
305	Activación reserva secundaria Down consolidada [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-56.47934	-32.56	-88.84001	-86.05382	-87.95385	
306	Activación reserva terciaria consolidada [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-87.62391	
307	Liquidación activación reserva secundaria UP [MW]	CHIVOR	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	12069960	
308	Liquidación activación reserva secundaria Down [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-24.055597	-20.433201	-15.04802	-18.818163	-16.04351	
309	Liquidación activación reserva terciaria [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
310	Desviación autorizada UP [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
311	Desviación autorizada Down [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
312	Liquidación por desviación autorizada UP [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
313	Liquidación por desviación autorizada Down [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
314	Desviación voluntaria UP [MW]	CHIVOR	49.36008	48.120125	44.500173	44.460108	47.030038	52.770106	55.620067	62.150145	0	0	0	0	0	0	0	0
315	Desviación voluntaria Down [MW]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
316	Liquidación desviación voluntaria UP [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
317	Liquidación desviación voluntaria Down [S]	CHIVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

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.
- [3] PSR. "Modelo de Despacho de Corto Plazo - Manual de Metodología", 2018.
- [4] PSR. "Modelo de Despacho de Corto Plazo - Manual del Usuario", 2018.

- [5] J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski, and V. B. Shah, “Julia: A fresh approach to numerical computing,” *SIAM Rev.*, vol. 59, no. 1, pp. 65-98, 2017.
- [6] I. Dunning, J. Huchette, and M. Lubin, “JuMP: A modeling language for mathematical optimization,” *SIAM Rev.*, vol. 59, no. 2, pp. 295-320, 2017.
- [7] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, no. 1878. 1898.
- [8] M. J. Moray and V. Alexandria, “POWER MARKET AUCTION DESIGN Rules and Lessons in Market-Based Control for the New Electricity Industry,” 2001.

6 ANEXO

A. ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

A.1 Representación de los Requerimientos de Reserva Operativa del SIN en el Largo Plazo

Esta sección describe la forma utilizada para representar los requerimientos de reserva operativa (reserva secundaria y para el manejo de la incertidumbre de la producción de fuentes renovables variables) en un horizonte de largo plazo (hasta 2030) en el sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN).

La función de la reserva operativa es mantener la frecuencia del sistema constante en su nivel nominal (que para el sistema de Colombia es de 60 Hz).

La frecuencia del sistema se ve afectada toda vez que ocurren desequilibrios entre la demanda y la oferta, desequilibrios estos que ocurren principalmente debido a eventos no previsibles como por ejemplo:

- Fallas de unidades de generación o de cargas importantes;
- Variaciones no previsibles de la demanda del sistema.

Más recientemente ha surgido un tercero componente que afecta el equilibrio entre la demanda y la oferta - la producción de fuentes renovables variables (eólicas y solares), cuya producción es función de la disponibilidad de la energía primaria (velocidad del viento y radiación solar).

La importancia de esta variable para establecer los requisitos de reserva operativa en los sistemas es cada vez más importante, en función de la creciente penetración de este tipo de fuentes en los sistemas de potencia.

Actualmente, en el SIN, los requerimientos para la reserva operativa (secundaria) se determinan como el mayor valor entre el máximo porcentaje de uso de la “holgura

del AGC⁷ en 195 días seleccionados en el año anterior y el valor mínimo para la holgura que corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande del SIN (actualmente es de 273 MW - unidades de la central Sogamoso).

Tal como en otros sistemas, esta margen de reserva para el servicio de AGC debe ser suficiente para compensar eventos de pérdida de unidades de generación/demanda, variaciones del pronóstico de la demanda y los cambios en la producción originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano. A nivel internacional es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande.

Las figuras en la secuencia ilustran, de manera gráfica, la holgura de AGC para el año de 2018 en el SIN para días ordinarios, sábados y festivos.

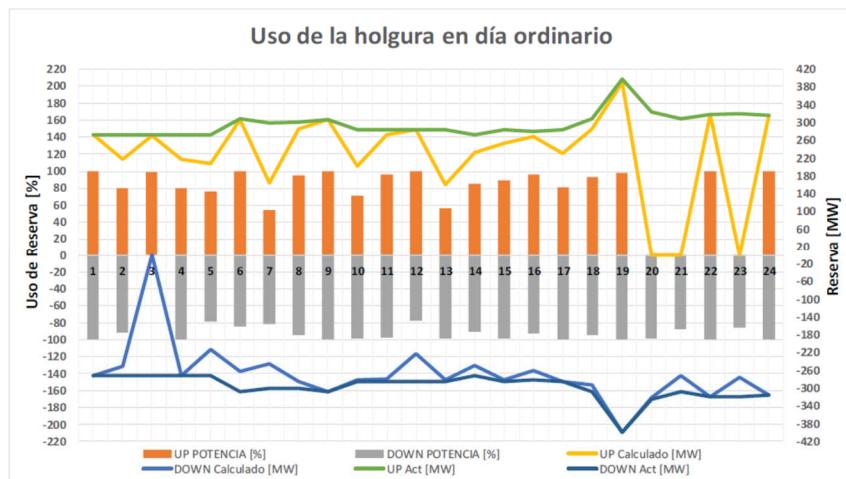


Figura 23 – Holgura AGC en días ordinarios

⁷ •La Holgura para AGC, también conocida como “Reserva de AGC”, corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

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

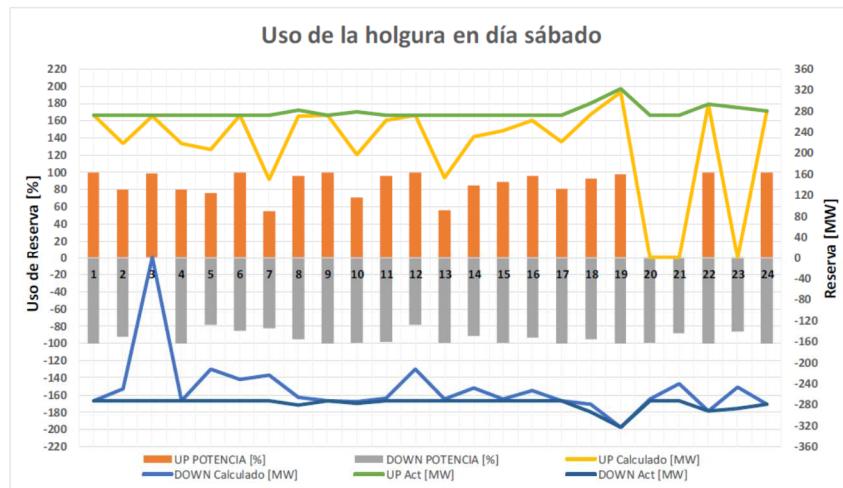


Figura 24 – Holgura AGC en días sábado

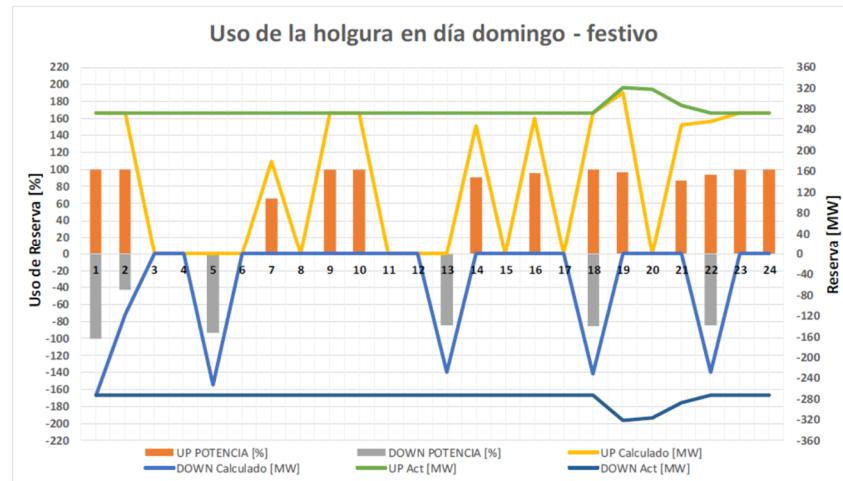


Figura 25 – Holgura en Domingos y Festivos

Con base en los resultados anteriores para la holgura del AGC en el año de 2018, se definieron las propuestas para la holgura para los años 2017 y 2018, que permanecen iguales a los del período 2016-2017.

Holgura Para día ordinario

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	300	300	300	307	285	285	285	285	273	285	281	285	309	399	316	357	319	320	316

Holgura para día sábado

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	273	273	282	273	278	273	273	273	273	273	273	273	295	323	273	273	293	287	280

Holgura para domingos y festivos

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	322	317	287	273	273	273

Sin embargo, considerando que la metodología actual se basa en un procedimiento que determina el requerimiento de reserva operativa con base en el histórico de utilización del AGC del año anterior, se concluye que no es un procedimiento adecuado para los estimativos de largo plazo, pues no sería capaz de estimar incrementos en los requerimientos en función, por ejemplo, de una mayor inserción de fuentes renovables variables.

En función de lo expuesto anteriormente, se propone una metodología para estimar para un horizonte de largo plazo (hasta 2030) los requisitos de reserva operativa. Esta metodología busca estimar los requisitos para las tres componentes principales que afectan el equilibrio entre demanda y oferta en sistema de potencia, es decir:

- Considera una reserva mínima en función de la mayor unidad de generación del sistema de Colombia (tal como la metodología actual);
- Estima un error para el pronóstico de la demanda en función del histórico de la demanda para el año de 2017;
- Estima un error para los estimativos de producción de las fuentes renovables en función de los escenarios considerados para la simulación de estas fuentes de producción.

Por fin, se propone un ajuste en el requisito de reserva para se aproximar de los valores estimados por la metodología actual de reserva operativa para los años 2017/2018. A continuación se describen cada uno de estos componentes:

Requisito de reserva por la falla de generación:

Se propone utilizar el mismo criterio actualmente utilizado por XM para determinar la holgura del AGC, es decir la potencia de la máquina más grande del sistema que es actualmente la unidad de la central Sogamoso (273 MW). Para los escenarios en que se considera la entrada en servicio de la central Pescadero/Ituango, en 2023, el criterio de la mayor máquina pasa a ser de 300 MW.

Requisito de reserva por el pronóstico de la demanda:

Utilizando las mediciones de la demanda del sistema interconectado de Colombia para el año de 2017, con periodicidad de 15 en 15 minutos se estimó el error del pronóstico de la demanda para una determinada hora de un determinado mes como la diferencia en el valor medido (de 15 en 15 minutos) y el promedio de cada 30 minutos.

Utilizando los valores de los errores se estimó el requisito de reserva operativa para manejar con las incertidumbres de la demanda en cada hora/mes del 2017, y se utilizó este requisito de reserva para la demanda para todos los años del horizonte de planificación.

Requisito de reserva para el manejo de las renovables variables:

Por característica de la producción de las fuentes renovables, la reserva para su manejo debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

El cálculo de la reserva operativa probabilística para cada mes se compone de los siguientes pasos:

1. Determina el *perfil de producción horaria promedio* de las ERV - este cálculo se hace utilizando los escenarios horarios de generación ERV. Por ejemplo,

suponiendo que hay 100 escenarios, y que cada uno se compone de 30 días × 24 horas/día = 720 horas de producción ERV, tendremos $100 \times 30 = 3,000$ muestras de la producción ERV para la primera hora; ídem para la segunda hora; e así por delante. El perfil de producción horaria es el promedio de estos 1620 valores para cada hora.

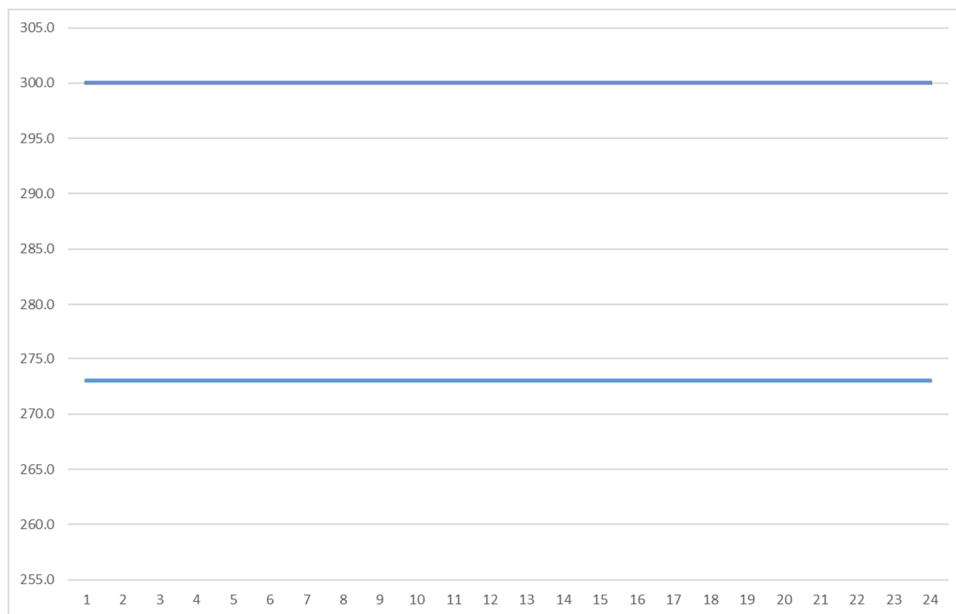
2. Determina el conjunto de *desviaciones* horarias con respecto al perfil de producción - Por ejemplo, suponga que la producción ERV en la hora 1, para un escenario puntual, es de 9,200 MW, y que el perfil de producción de la hora 1 es 9,000 MW. En este caso, tendremos una desviación de $9,200 - 9,000 = 200$ MW. El cálculo de las desviaciones se repite para cada uno de los 3,000 escenarios de la hora 1; hora 2; etc. El resultado final es una matriz con 3,000 líneas (escenarios) y 24 columnas (horas del día). Cada elemento de esta matriz contiene una desviación en MW, positiva o negativa, con respecto al perfil horario promedio.
3. Determina las *variaciones* de la producción ERV entre horas consecutivas - Por ejemplo, suponga que la desviación para la hora 1, escenario 1 sea 200 MW; y que para la hora siguiente (hora 2, escenario 1), sea -50 MW (valor negativo). Esto significa que ocurrió una *reducción no previsible* de $-50 - 200 = -250$ MW de la producción ERV entre las horas 1 y 2. Estos 250 MW representan la componente “estocástica” (no previsible) de la producción ERV, y que por tanto requiere una reserva de generación para su manejo. A su vez, esto señala la necesidad de una reserva UP (esto es, posibilidad de *aumento* de la generación para compensar) de 250 MW para la hora 1, escenario 1. Suponga ahora que los valores para el escenario 2 sean: hora 1, desviación de 50 MW; hora 2, desviación de 70 MW. En este caso, habría una *variación* no previsible de $70 - 50 = 20$ MW entre las horas 1 y 2, que requiere una reserva DOWN (posibilidad de reducción de la generación) de los mismos 20 MW. Este proceso se repite para todos los escenarios y horas resultando en una muestra de requisitos de reserva para cada mes y hora del horizonte de planificación (note que el requisito de reserva depende también de la expansión del sistema).
4. Determina el valor de la reserva probabilística UP y DOWN de cada hora, R^* , como la siguiente expresión:

$$R^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_{90\%}(R)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de la reserva UP (o DOWN) para cada hora; y $CVaR_{90\%}(R)$ es el promedio de los 10% “peores” valores del conjunto de reservas. El índice $CVaR$, que significa “*conditioned value at risk*”, es ampliamente utilizado para representar los valores extremos de una distribución; y λ es el *criterio de riesgo* del planificador.

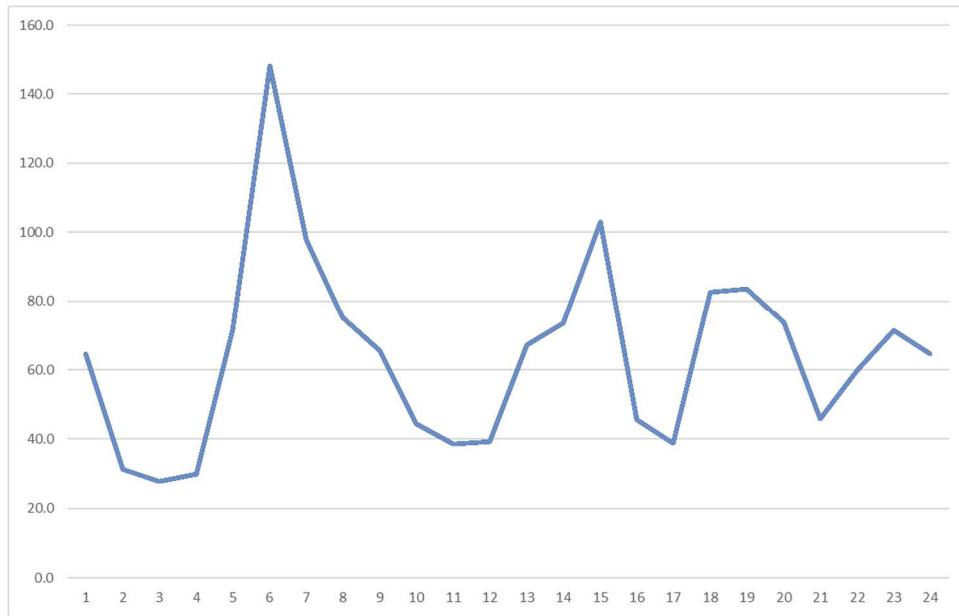
Ajuste en del requisito de reserva:

Utilizando el procedimiento descrito anteriormente se obtiene las 3 curvas ilustradas en la secuencia para representar la reserva operativa en estudios de largo plazo.

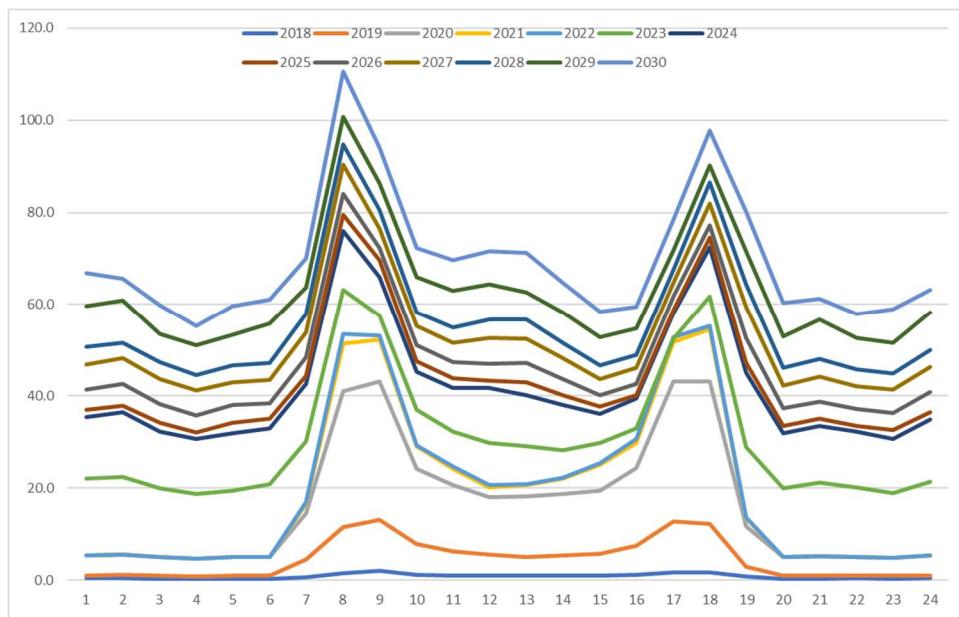


Reserva para la falla de la mayor máquina en operación en el SIN

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



Reserva para la variabilidad de la demanda

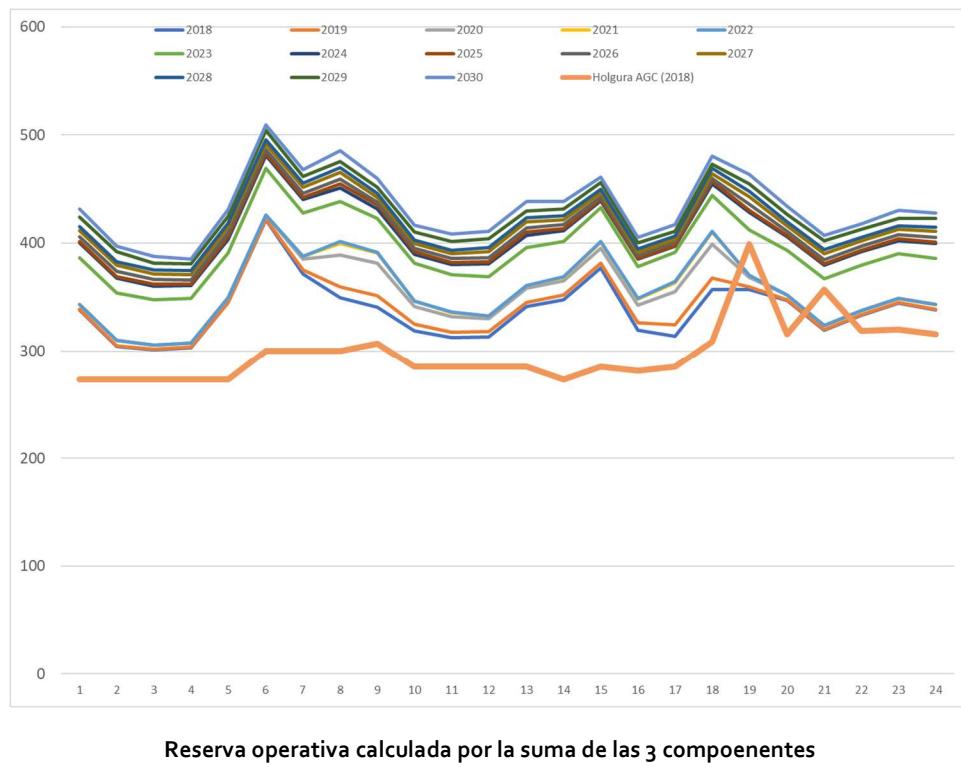


Reserva para el manejo de las renovables (asume la inserción del escenario base)

Una forma de incluir este requisito de reserva en un modelo de simulación será, para cada hora del horizonte de planificación tomar la máxima reserva considerando las 3 componentes, que resultaría en considerar la mayor máquina, visto de este valor es mayor que las otras 2 reservas.

Sin embargo, considerar la reserva operativa como el valor de la mayor máquina puede ser una estrategia riesgosa (bastante optimista) pues la reserva operativa podrá no ser suficiente para compensar la ocurrencia de eventos simultáneos, por ejemplo, la falla de un generador, una demanda mayor que la prevista y la producción de las fuentes variables menor de la planificada.

Otra alternativa sería considerar la reserva operativa como la suma de las 3 componentes, como ilustrado en la secuencia para cada año (promedio de los meses):



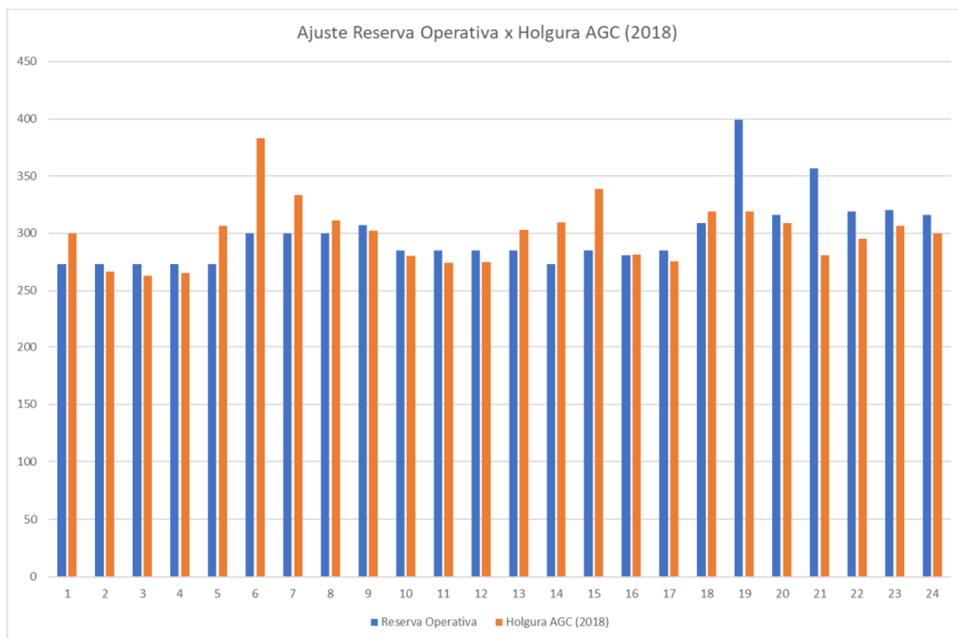
Esta estrategia podría ser bastante conservadora, pues considera una reserva operativa para eventos (combinación de las 3 componentes) de muy baja probabilidad y en consecuencia un incremento en los costos operativos para garantizar la reserva necesaria.

La metodología que se propone es ajustar la reserva operativa para el año 2018 tomando en consideración las 3 componentes descritas anteriormente a la reserva estimada por la holgura del AGC, determinada por XM también para el año de 2018.

Una vez determinado el ajuste para que la reserva operativa se aproxime de la holgura del AGC determinada para 2018, se propone utilizar este mismo ajuste para determinar la reserva operativa para los años subsecuentes del horizonte de planificación.

Este ajuste permitirá que se determine valores de reserva para la operación el sistema interconectado de Colombia para un horizonte de largo plazo, considerando las 3 componentes principales para la reserva y utilizando un criterio confiable y económico.

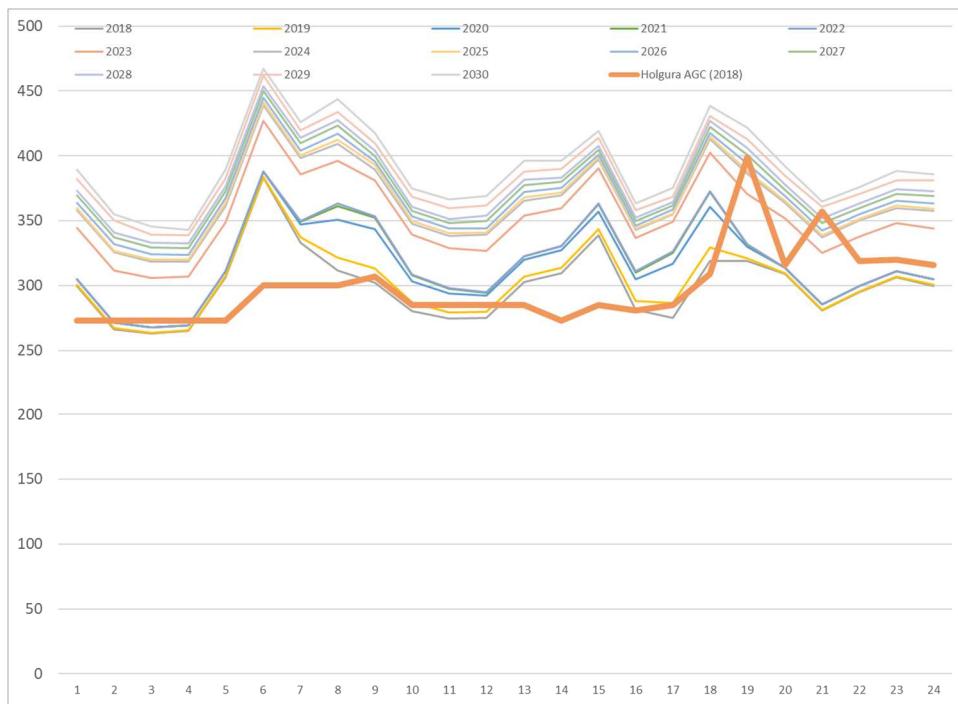
La figura en la secuencia ilustra el ajuste de la reserva operativa de forma a minimizar la suma de las diferencias con la reserva calculada por la metodología actual.



Ajuste reserva operativa en función de la holgura AGC para 2018

Aplicando este valor de ajuste (de 0.86 sobre la reserva por falla) para la reserva operativa estimada para las 3 componentes, se obtiene el requisito de reserva en la secuencia para todo horizonte de planificación (valores promédios para todos los meses).

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



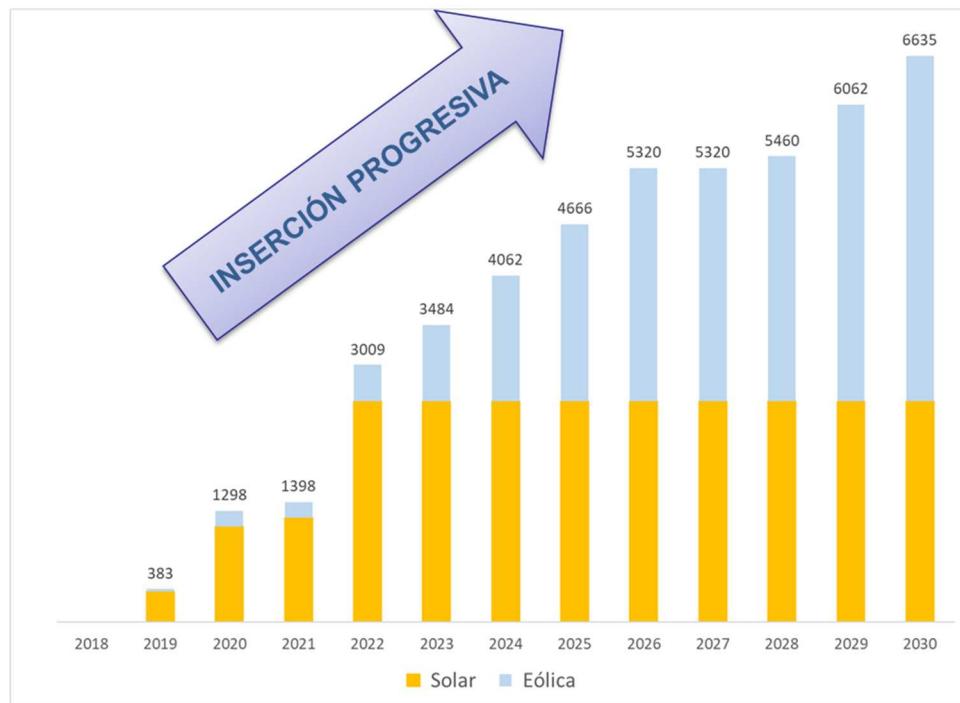
Reserva operativa ajustando las 3 componentes para la holgura propuesta por XM para el año 2018

Nuestra propuesta es utilizar este requisito de reserva operativa para los estudios con el sistema interconectado de Colombia.

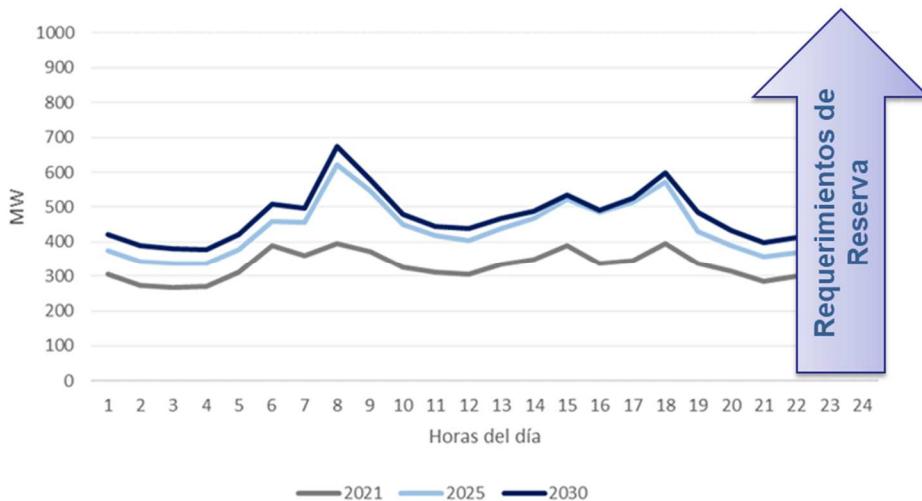
A.2 Criterios para Estimar los Requerimientos de Reserva para la Operación del Sistema

Esta sección presenta los criterios propuestos por el grupo consultor para determinar los requerimientos de reserva (primaria, secundaria y tercearia) para la operación del sistema colombiano.

Como ya se mencionó anteriormente, se estima un aumento significativo de los requerimientos de reserva operativa en función de la gran inserción de fuentes renovables variables (eólicas y solares) que se proyecta para los próximos años. La figura en la secuencia presenta, para el escenario de costo bajo, la estimativa para la inserción VRE de 2018 a 2030.



Consecuencia de la inserción ilustrada en la figura anterior, se estima un incremento continuo para los requisitos de reserva, como ilustrado a continuación.



Tipos de Reserva en Sistemas Eléctricos

Existen básicamente tres tipos de reserva en sistemas eléctricos de potencia: primaria, secundaria y tercearia. La tabla en la secuencia define estos tres tipos de reserva, ilustrando sus objetivos y función principal.

	Definición	Objetivo	Tipo
Control Primario de Frecuencia (CPF)	Capacidad de una central eléctrica para ajustar automáticamente su salida de potencia activa en respuesta a una desviación medida de la frecuencia del sistema desde un punto de ajuste, para mantener la frecuencia estable del sistema.	1. Limitar/ detener la caída de frecuencia de caer por debajo de un umbral predefinido 2. Mantener una desviación de frecuencia aceptable en estado estacionario	Contingencia
Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control automático y centralizado de carga y frecuencia que apunta a regular la producción de generadores dentro de un área de control, para mantener los niveles de energía programados en las interconexiones y devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia.	1. Reemplazar reserva primaria 2. Restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal 3. Restaurar los flujos en las interconexiones a los valores programados	Contingencia y regulación

	Definición	Objetivo	Tipo
Control Terciario de Frecuencia (CTF)	<p>Capacidad de producción puesta a disposición del Operador del Sistema, que representa la cantidad de producción provista que puede activarse como aumento de la producción (reserva terciaria ascendente) o producción decreciente (reserva terciaria descendente) con el fin de realizar el balanceo.</p>	<p>El CTF se implementa para el desequilibrio de reserva y no para el desequilibrio de energía. El objetivo es restablecer los niveles de reservas primarias y secundarias.</p>	Contingencia y regulación

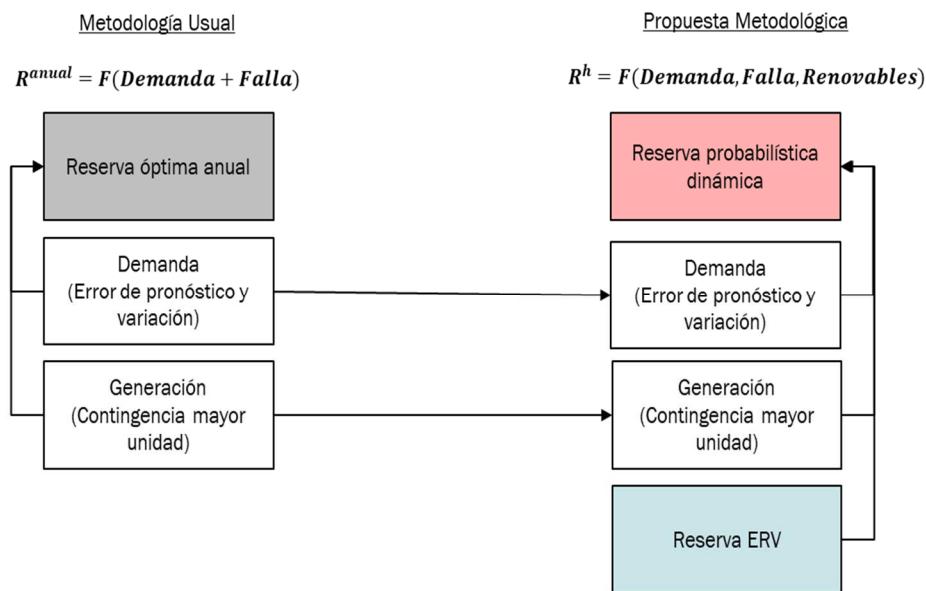
Dimensionamiento de la Reserva Secundaria

Tal como se mencionó anteriormente, los principales objetivos del control secundario de frecuencia son de establecer el back up para el control primario, restaurar la frecuencia del sistema para su valor nominal (en caso de desequilibrios que llevaron la actuación del control primario) y restaurar flujos de interconexión entre áreas. Dado su objetivo de monitoreo de la frecuencia, este control es él que está relacionado a actuar en caso de desbalances causados por fluctuaciones de la demanda o errores de pronóstico de las fuentes renovables variables.

Existen diferentes formas para determinar los requerimientos para la reserva secundario, por ejemplo en Francia y España se utiliza un procedimiento empírico que se basa en la definición de una carga mínima para atenuar variaciones de carga en los sistemas; en Irlanda y Gran Bretaña se utiliza un enfoque determinista que define el requerimiento en función de la mayor inyección de potencia.

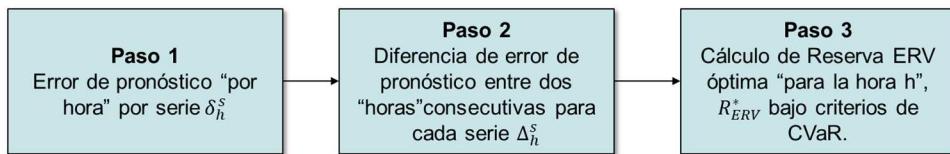
Sin embargo, la recomendación de los consultores es por la utilización de una metodología probabilística, dado que esta es la que más adecuada cuando la inserción renovable es significativa. Criterios probabilísticos para definición de los requerimientos para la reserva secundaria se utilizan en Alemania y Bélgica, países en que la inserción de fuentes renovables variables es bastante significativa.

La propuesta para definir el requerimiento de reserva secundaria es agregar un término adicional a las variables que tradicionalmente se utilizan, tal como se ilustra en la secuencia y determinar los requerimientos para cada variable en separado.



Requerimiento para las fuentes renovables variables

Para definir el requerimiento asociado a las fuentes renovables variables (eólicas y solares) se ha propuesto una metodología para proteger el sistema de la incertidumbre asociada al error de pronóstico de la generación ERV. Esta metodología, denominada de Reserva Probabilística Dinámica (RPD) se aplica por un procedimiento de tres pasos.



El primero paso consiste en calcular para “cada hora (h)” (o intervalo de tiempo menor, limitado a la disponibilidad de información) de cada serie simulada (s) la desviación de la producción ERV (e_h^s) con respecto a su mejor pronóstico \bar{e}_h^s :

$$\delta_h^s = e_h^s - \bar{e}_h^s$$

Se puede interpretar δ_h^s como el error de pronóstico asociado a “cada hora” de la producción ERV, para cada escenario considerado.

El segundo paso consiste en determinar la diferencia de error de pronóstico para dos valores consecutivos (dos horas, dos cuartos de hora, etc.), para cada serie considerada (Δ_h^s). Esto constituye la necesidad de reserva en giro en periodo para una serie simulada (s):

$$\Delta_h^s = \delta_h^s - \delta_{h-1}^s$$

Si $\delta_{h-1}^s = 0 \rightarrow \Delta_h^s = \delta_h^s \rightarrow R_{ERV}^{h,s} =$ error de pronóstico “hora h ” y serie s

Si $\delta_{h-1}^s > 0 \rightarrow \Delta_h^s < \delta_h^s \rightarrow R_{ERV}^{h,s} <$ error de pronóstico “hora h ” y serie s

Si $\delta_{h-1}^s < 0 \rightarrow \Delta_h^s > \delta_h^s \rightarrow R_{ERV}^{h,s} >$ error de pronóstico “hora h ” y serie s

Para determinar la reserva probabilística dinámica de cada hora (R_{ERV}^*) se utiliza la siguiente expresión:

$$R_{ERV}^* = \lambda \times E(R_{ERV}) + (1 - \lambda) \times CVaR_{\alpha\%}(R_{ERV})$$

Donde $E(R_{ERV})$ representa el promedio de Δ_h^s para todas las series y $CVaR_{\alpha\%}$ es el Conditional Value at Risk al nivel $\alpha\%$ de los valores de las diferencias de los errores de pronóstico. Los parámetros α y λ permiten ajustar el criterio de riesgo (mayores valores de α y λ reducen el requerimiento de reserva).

Reserva para las fluctuaciones de la demanda

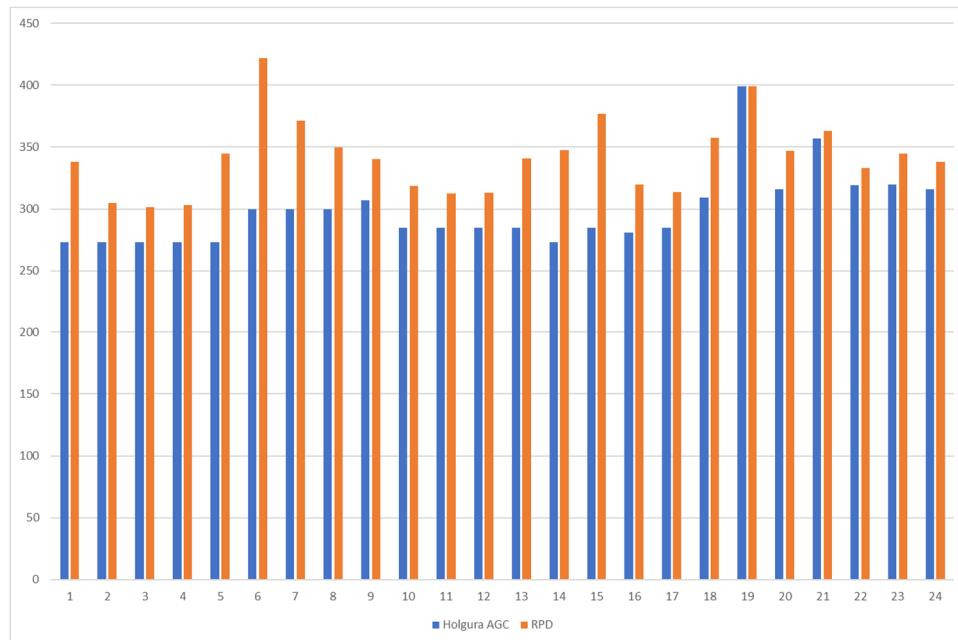
Para la reserva para fluctuaciones de la demanda se propone utilizar la misma metodología propuesta para evaluar el requerimiento de reserva de las fuentes renovables variables. La única diferencia entre las metodologías está en los escenarios utilizados como dato de entrada para aplicar la reserva probabilística dinámica, que para el caso de la demanda debe ser un conjunto de escenarios para el pronóstico de la demanda.

Requerimiento para falla de generación

Se propone utilizar la potencia de la máquina más grande del sistema que es actualmente la unidad de la central Sogamoso (273 MW) y pasaría a ser la máquina de Pescadero/Ituango cuando la central entrar en operación en 2023 (300 MW)

Selección de los parámetros $\alpha\%$ y λ de la RPD

La selección de los parámetros $\alpha\%$ y λ de la RPD debe ser de forma a minimizar las diferencias horarias entre el requerimiento de reserva secundaria [Falla + RPD(Demanda) + RPD(VRE)] y el Max(Falla Mayor Maquina; Holgura ACG), sin que se viole la Holgura del AGC



Dimensionamiento de la Reserva Terciaria

Tal como se mencionó anteriormente, el principal objetivo del control de reserva terciario es para desequilibrios de reserva operativa y no para control de frecuencia, es decir, para reponer reserva operativa (primaria o secundaria) utilizada para el control de frecuencia en la ocurrencia de eventos. Considerando este objetivo, la recomendación de los consultores para el requerimiento de reserva terciaria es el tamaño de la mayor máquina en el sistema.

A.3 Escenarios de Producción para las Centrales Renovables

Centrales Eólicas

La ubicación de los proyectos eólicos en la zona de la Guajira fue determinada por PSR utilizando información sobre las manifestaciones de interés para el desarrollo de proyectos eólicos (primera fase) y su ubicación⁸:

Agente	Nombre de proyecto	Capacidad (MW)	Ubicación	Reglamento proyecto UPME	Estudio de Coordinación	Aplica Circular 003 y 004	Cumplimiento Circular 003 y 004
JEMEEK' WS	JEMEEK' WS-Srioga	99	Guajira	SI	SI	SI	SI
	JEMEEK' WS-El Pescador	100	Guajira	SI	SI	SI	SI
	JEMEEK' WS-Casa Electrica	180	Guajira	SI	SI	SI	SI
	JEMEEK' WS-Apostoles	75	Guajira	SI	SI	SI	SI
ED AUTO	ED AUTO GUAJIRA II	400	Guajira	SI	SI	SI	SI
	ED AUTO GUAJIRA III	225	Guajira	SI	SI	SI	SI
ENEL	ENEL Windparks FASE I	150	Guajira	SI	SI	SI	SI
	ENEL Windparks FASE II	50	Guajira	SI	SI	SI	SI
	INEE Kusia	200	Guajira	SI	SI	SI	SI
	INEE Orinoco	100	Guajira	SI	SI	SI	SI
	INEE Tumaco	100	Guajira	SI	SI	SI	SI
	INEE Sanaga	150	Guajira	SI	SI	SI	SI
EPM	EPM Pionero	400	Guajira	SI	SI	SI	SI
	EPM ECO 009	201	Guajira	SI	SI	SI	SI
Bogotá	EPM MAURICIA	201	Guajira	SI	SI	SI	SI
	Bogotá 200	200	Guajira	SI	SI	SI	SI

1250 MW primera fase y 201 MW en segunda fase



Figura 26 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en la Zona de Guajira.

La figura a continuación presenta la ubicación aproximada de los proyectos en la zona de la Guajira estimada por PSR.

⁸ Fuente: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2016/120516-iv-kolumbien-06-valencia.pdf?__blob=publicationFile&v=7

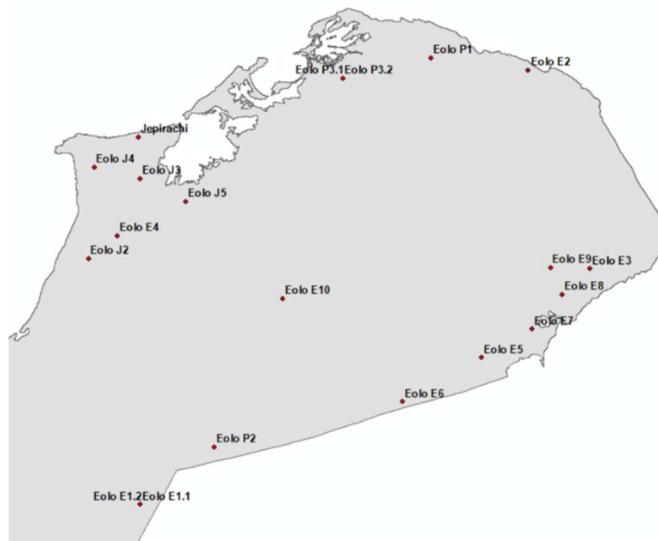


Figura 27 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en la Zona de Guajira.

En la tabla siguiente se indican las coordenadas geográficas relativas a la ubicación de Jepirachi y de los proyectos de eólica y sus factores de capacidad estimados con base en los supuestos de altura de la torre y turbina de las usinas.

Cuadro 1 – Parámetros operativos de las centrales eólicas.

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
Jepirachi	12.23	-72.03	50	Nordex.N60.1300	34.66%
Eolo P3.1	12.34	-71.68	90	Vestas.V112.3300	59.68%
Eolo A1	11.35	-72.31	80	Gamesa.G90.2000	59.57%
Eolo E1.2	11.59	-72.03	80	Gamesa.G90.2000	59.57%
Eolo P3.2	12.34	-71.68	90	Vestas.V112.3300	57.43%
Eolo J4	12.18	-72.11	120	Acciona.AW132.3000	55.99%
Eolo J5	12.12	-71.95	120	Acciona.AW132.3000	55.26%
Eolo E4	12.06	-72.07	80	Gamesa.G90.2000	54.35%

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

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
Eolo E1.1	11.59	-72.03	80	Gamesa.G90.2000	53.59%
Eolo E7	11.9	-71.34	80	Gamesa.G90.2000	53.50%
Eolo J3	12.16	-72.03	120	Acciona.AW132.3000	53.17%
Eolo B1	11.35	-72.31	120	GE.2.5xl	52.87%
Eolo V1	11.35	-72.31	97	GE.2.5xl	52.94%
Eolo EE1	11.85	-71.43	97	GE.2.5xl	52.96%
Eolo E5	11.85	-71.43	80	Gamesa.G90.2000	52.84%
Eolo P4	12.37	-71.52	90	Vestas.V112.3300	52.07%
Eolo E8	11.96	-71.29	80	Gamesa.G90.2000	51.67%
Eolo P1	12.37	-71.52	90	Vestas.V112.3300	51.59%
Eolo I1	12.21	-72.06	91.5	Vestas.V117.3300	51.64%
Eolo E6	11.77	-71.57	80	Gamesa.G90.2000	49.36%
Eolo J1	12.02	-72.12	120	Acciona.AW132.3000	47.45%
Eolo B2	11.35	-72.31	120	GE.2.75.103	46.37%
Eolo J2	12.02	-72.12	120	Acciona.AW132.3000	45.92%
Eolo E10	11.95	-71.78	80	Gamesa.G90.2000	42.85%
Eolo E2	12.35	-71.35	80	Gamesa.G90.2000	42.13%
Eolo E9	12.01	-71.31	80	Gamesa.G90.2000	39.36%
Eolo P2	11.69	-71.9	90	Vestas.V112.3300	38.65%
Eolo I2	12.21	-72.06	78	Gamesa.G87.2000	34.69%
Eolo E3	12	-71.24	80	Gamesa.G90.2000	33.16%

Además de los proyectos de centrales eólicas ubicados en la Zona de Guajira, otros diez proyectos candidatos fueron seleccionados con base en el mapa de aptitud

eólica de IRENA⁹. La ubicación de estos proyectos es indicada en la figura a continuación.

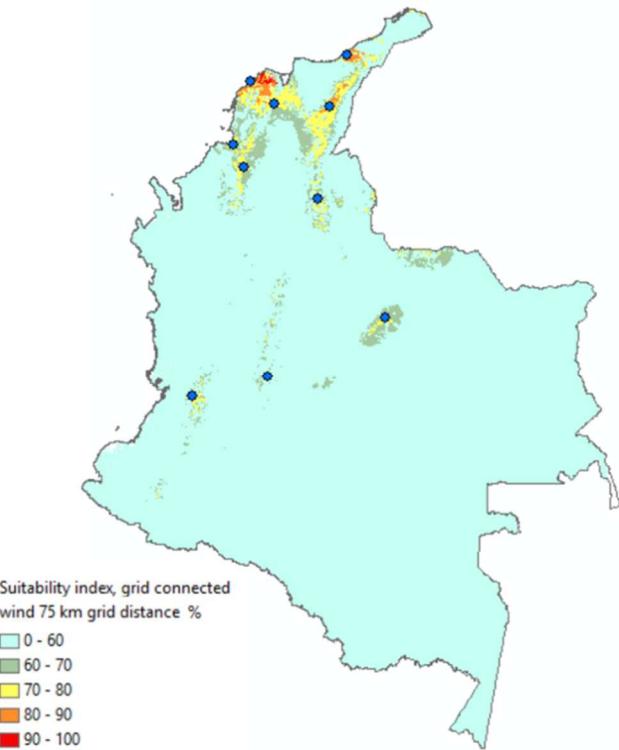


Figura 28 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en Colombia fuera de la Zona de Guajira.

En la tabla siguiente se indican las coordenadas geográficas relativas a la ubicación de los proyectos fuera de la zona de la Guajira, sus factores de capacidad estimados con base en los supuestos de altura de la torre y turbina de las usinas.

⁹ Fuente: <http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas>

Cuadro 2 –Parámetros operativos de las centrales eólicas que no están en la Zona de Guajira.

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
Eol1	10.79	-75.18	80	Vestas.V90.2000	46.65%
Eol2	11.40	-73.02	80	Vestas.V90.2000	54.81%
Eol3	10.23	-73.39	90	Vestas.V110.2000	43.51%
Eol4	10.31	-74.65	90	Vestas.V110.2000	31.91%
Eol5	8.86	-75.34	90	Vestas.V110.2000	24.91%
Eol6	9.38	-75.57	90	Vestas.V110.2000	30.34%
Eol7	8.16	-73.66	90	Vestas.V110.2000	49.99%
Eol8	3.69	-76.49	90	Vestas.V110.2000	34.27%
Eol9	4.15	-74.79	90	Vestas.V110.2000	25.85%
Eol10	5.47	-72.13	90	Vestas.V110.2000	29.15%

Proyectos de centrales eólicas

Se listan en la secuencia los proyectos de centrales eólicas consideradas en los estudios de expansión.

Cuadro 3 – Proyectos de Centrales Eólicas.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación
Eolo J1	99	2023
Eolo J2	195	2023
Eolo J3	180	2023
Eolo J4	75	2023
Eolo I1	376	2023
Eolo P1	400	2023
Eolo P2	200	2023
Eolo P3.1	70	2023

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación
Eolo P3.2	130	2023
Eolo E1.2	50	2023
Eolo E2	200	2023
Eolo E3	100	2023
Eolo E4	100	2023
Eolo E5	100	2023
Eolo E6	150	2023
Eolo E7	100	2023
Eolo E8	100	2023
Eolo E10	200	2023
Eol1	50	2022
Eol2	50	2022
Eol3	50	2022
Eol4	50	2022
Eol5	50	2022
Eol6	50	2022
Eol7	50	2022
Eol8	50	2022
Eol9	50	2022
Eol10	50	2022

En el caso de candidatos de fuentes eólicas se utilizaron costos de inversión variando año a año con el fin de reflejar la reducción de los costos de inversión de estas tecnologías en intervalos menores de tiempo si se compara al costo de otras tecnologías como térmicas a gas o carbón. En el cuadro a seguir se indican los costos cronológicos de inversión, en US\$/kW, para las centrales eólicas en los escenarios de precio bajo y de referencia.

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

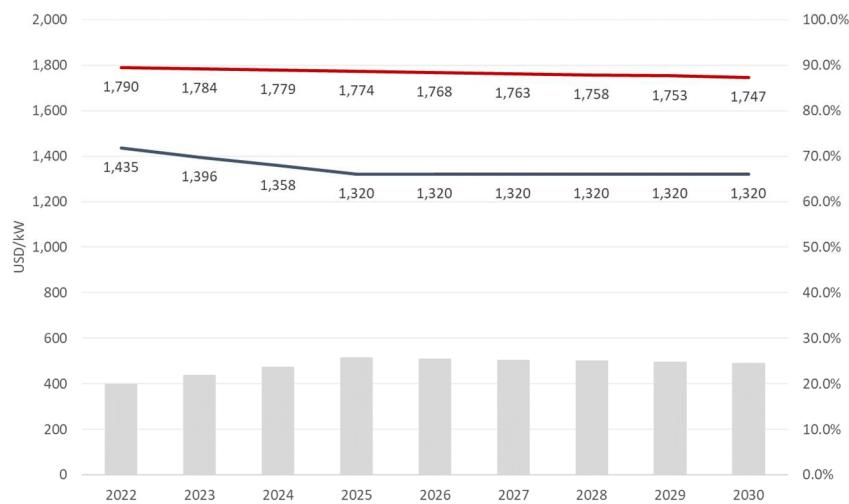


Figura 29 – Costos de inversión de las centrales eólicas¹⁰.

Centrales Solares

La ubicación de las estaciones de generación solar que fueron relacionadas a los candidatos solares en la base de datos del estudio es indicada en la imagen a seguir. Los colores en el mapa de adecuación para la construcción de proyectos solares consideran diversas informaciones acerca de las ubicaciones, como por ejemplo la distancia a la red eléctrica.

¹⁰ Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía de Chile (versión de junio de 2017)

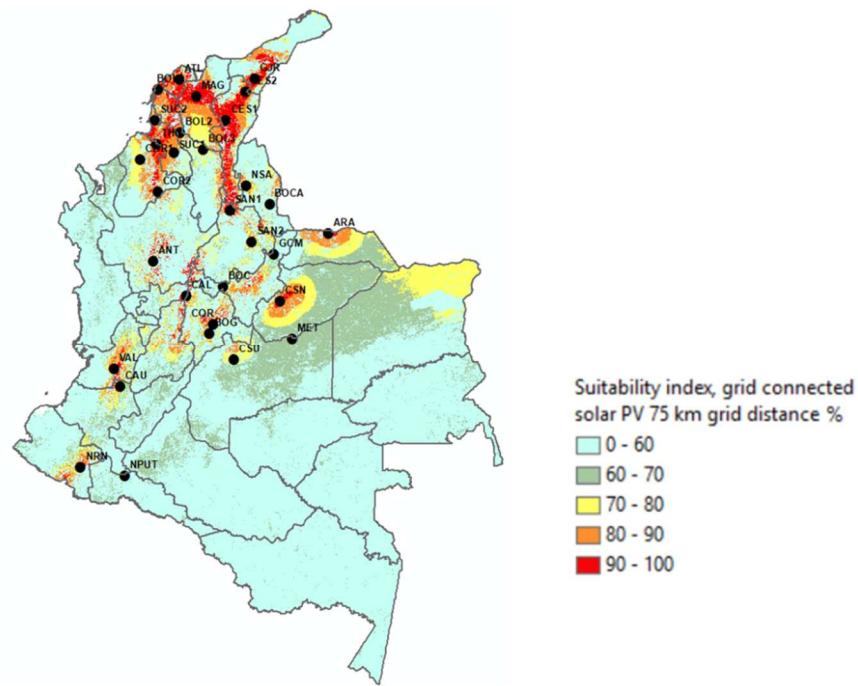


Figura 30 – Ubicación estimada de los proyectos solares

Para estimar los históricos de producción para las centrales solares y eólicas se propone utilizar los datos de radiación, temperatura y velocidad del viento de la base MERRA¹¹, que es una base global de datos de reanálisis.

Las series de radiación, temperatura y velocidad son transformadas en series de generación de energía utilizando los modelos GSEE - Global Solar Energy Estimator¹².

¹¹ Gelaro, R., W. McCarty, M.J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C.A. Randles, A. Darmenov, M.G. Bosilovich, R. Reichle, K. Wargan, L. Coy, R. Cullather, C. Draper, S. Akella, V. Buchard, A. Conaty, A.M. da Silva, W. Gu, G. Kim, R. Koster, R. Lucchesi, D. Merkova, J.E. Nielsen, G. Partyka, S. Pawson, W. Putman, M. Rienecker, S.D. Schubert, M. Sienkiewicz, and B. Zhao, 2017: The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *J. Climate*, 30, 5419-5454, <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>.

¹² Fuente: <http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas>

Proyectos de centrales solares

Se listan en la secuencia los proyectos de centrales solares consideradas en los estudios de expansión.

Cuadro 4 – Proyectos de Centrales Solares.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Integración en la red (US\$/kW)
SOL_ANT_1	2.1	2022	276
SOL_GCM_5	400	2022	164
SOL_GCM_6	400	2022	164
SOL_GCM_7	400	2022	95
SOL_GCM_8	260.2	2022	103
SOL_GCM_9	140.7	2022	116
SOL_GCM_10	100	2022	99
SOL_GCM_11	400	2022	95
SOL_GCM_12	400	2022	164
SOL_GCM_13	400	2022	95
SOL_GCM_14	400	2022	95
SOL_GCM_15	400	2022	95
SOL_GCM_16	200	2022	107
SOL_BOL_1	9.9	2022	66
SOL_BOL_3	9.9	2022	66
SOL_ATL_1	32.1	2022	47
SOL_ATL_2	9.9	2022	66
SOL_ATL_3	260	2022	18
SOL_ATL_4	195.7	2022	23
SOL_CSU_1	8	2022	81
SOL_CSU_2	8	2022	81
SOL_CSU_4	19.9	2022	76
SOL_CSU_5	139.3	2022	100

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

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Integración en la red (US\$/kW)
SOL_NSAN_1	6	2022	108
SOL_THC_1	16.9	2022	90
SOL_THC_3	39.8	2022	38
SOL_MET_1	3	2022	193

Tal como la fuente eólica, para la fuente solar también se representaron costos de inversión variables en el tiempo, en US\$/kW, y dos escenarios - precio de referencia y precio bajo.

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

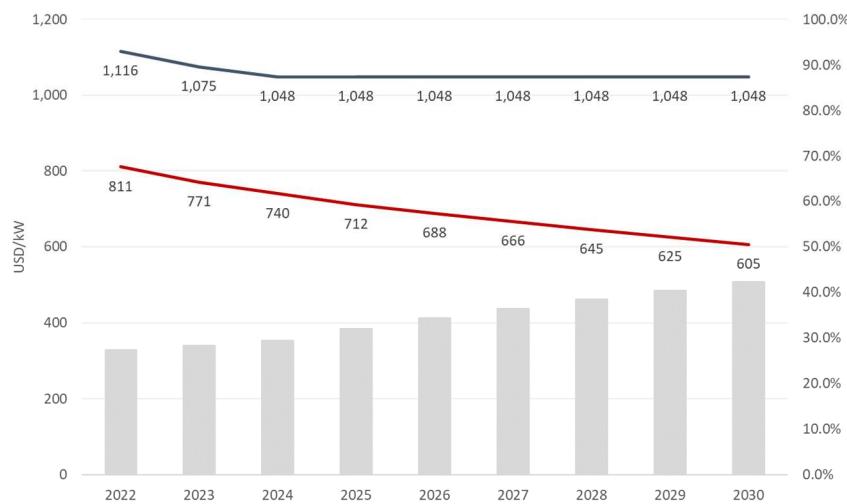


Figura 31 – Costos de inversión de las Centrales Solares¹³.

B. MODELOS UTILIZADOS EN EL INFORME

B.1 Time Series Lab – Escenarios estocásticos multiescala

La representación de las fuentes de energías renovables en los estudios de planificación y operación debe considerar varios aspectos: (i) los conjuntos de datos históricos del viento/solar (mismo con reanálisis) son, en general, más cortos que los registros de aportes de caudales afluente a las plantas hidroeléctricas; (ii) los escenarios de producción de las renovables debe ser representado en base horaria (para representar la incertidumbre en la producción), sin embargo, los aportes de caudales a las plantas hidroeléctricas es más preciso sobre una base semanal o mensual; (iii) las fuentes de energías renovables pueden tener diferentes patrones estacionales; (iv) en contraste con los aportes de caudales (que se representan a través de una familia de distribución de probabilidad (lognormal), la representación de la producción de las centrales renovables requieren un conjunto más diverso de distribuciones de probabilidad. Por esta razón, el TSL representa distribuciones renovables mediante esquemas de núcleos no paramétricos; (v) el viento puede tener

¹³ Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía de Chile (versión de junio de 2017)

una compleja dependencia espacial con otros sitios, así como con los aportes de caudales, como se ilustra en la siguiente figura.

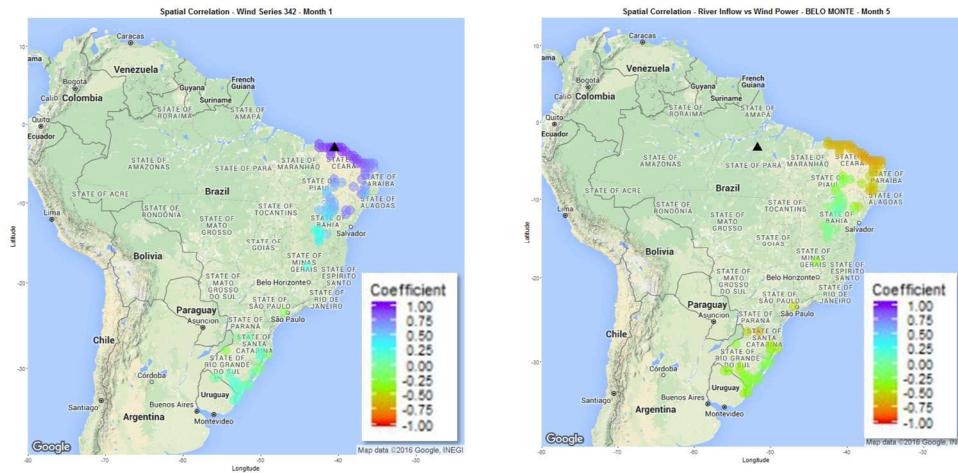


Figura 1 – Correlación espacial viento x caudales.

El TSL modela las dependencias espaciales entre eólicas y las series de aporte de caudales a través de una red Bayesiana, que determina un conjunto de “anchor” nodos, que representan el viento y los aportes de caudales (también se puede representar la dependencia con el consumo de electricidad) y, para cada sitio, el conjunto de nodos dependientes.

La generación de los escenarios de producción se hace en dos pasos: generar escenarios semanales o mensuales por un modelo auto regresivo periódico (PAR-p). Posteriormente, se generan escenarios horarios para la producción eólica/solar condicionados al “anchor” caudales (semanal/mensual) y a otros nodos renovables.

El resultado final es un conjunto de escenarios probabilísticos para los aportes de caudales y renovables coherentes y que pueden ser utilizados tanto para el cálculo de la política de operación estocástica como para las simulaciones detalladas por hora.

B.2 Cálculo de las reservas de generación

Este módulo TSL también puede ser utilizado para establecer los requisitos de reserva en función de las fluctuaciones observadas en los históricos de producción de las centrales renovables (eólicas y solares). De forma simplificada, la reserva se

estima de la siguiente manera. Sea e_τ^s la producción de energía renovable en la hora τ del escenario s . Por ejemplo, τ podría indexar las horas de una semana, $\tau = 1, \dots, 168$, y el número total de escenarios podría ser $s = 1, \dots, S$ ($= 2000$).

El primer paso es calcular la variación horaria (aumento/disminución) para cada etapa y escenario:

$$\delta_\tau^s = |e_\tau^s - e_{\tau-1}^s| \text{ for } \tau = 2, \dots, 168; s = 1, \dots, S.$$

A continuación, calculamos la variación máxima a lo largo de las horas de cada escenario:

$$\bar{\delta}^s = \max_\tau \{\delta_\tau^s\}; \text{ for } s = 1, \dots, S$$

Finalmente, ordenamos el conjunto $\{\bar{\delta}^s\}$ aumentando los valores y definiendo la reserva de generación como el cuantil superior α (por ejemplo, 1%) del conjunto. Esto puede interpretarse como un criterio de valor en riesgo (VaR), donde α es el riesgo de no tener suficiente reserva de generación al largo del período. El procedimiento de cálculo de reserva anterior se utiliza para cada etapa, escenario y hora de SDDP-Horario, permitiendo así el modelado de las reservas relacionadas con la volatilidad.

Finalmente, también es posible extender el procedimiento para representar proyectos candidatos renovables. Básicamente, las producciones de energía del proyecto $\{e_\tau^s\}$ se multiplican por la variable binaria que representa la decisión de inversión (ver la descripción de OptGen). Debido a que el proceso de cálculo sigue siendo un conjunto de operaciones lineales, esto significa que es posible resolver un problema óptimo de expansión de generación con un ajuste dinámico de los requerimientos de reservas que depende de la decisión de invertir en energías renovables. En consecuencia, podemos tener una optimización global de todos los componentes del sistema: capacidad de generación, reserva, costos de operación y confiabilidad del suministro.

B.3 Integración del TSL con los modelos de optimización

La integración de los datos estimados para las renovables y los modelos del PSR Core a través del TSL se ilustra en la figura a continuación (ejemplo para el sistema de chileno).

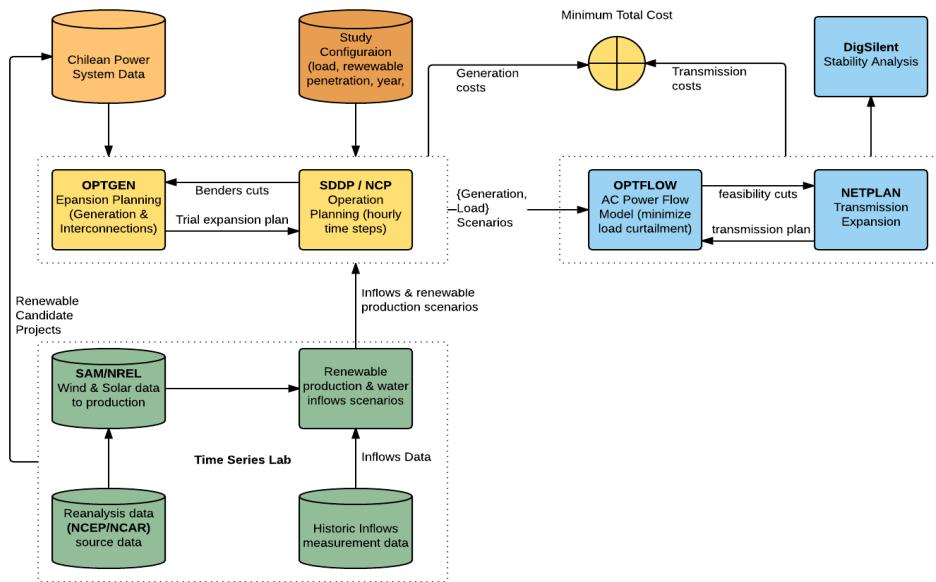


Figura 2 – Integración de los datos a los módulos de optimización/simulación.

B.4 SDDP – simulación operativa probabilística con resolución horaria

El modelo de simulación probabilística generación/transmisión SDDP tiene pasos de tiempo (etapas) semanales o mensuales para horizontes de 40 años, o más. Dentro de cada etapa, se puede representar desde bloques de carga (por ejemplo, 21 bloques en la semana, que representarían 3 valores por día) hasta la discretización horaria.

El SDDP tiene un modelado detallado de todos los elementos del sistema: (i) generación térmica (gas, petróleo, nuclear, etc.), hidroeléctrica, las nuevas fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar) etc.; (ii) almacenamiento: hidroeléctricas, bombeo, baterías etc.; (iii) respuesta de la demanda por barra y por región; y (iii) transmisión: interconexiones (modelo de transporte), modelo de flujo de potencia activa (DC) con pérdidas cuadráticas; modelo de flujo de potencia óptimo AC completo, incluyendo dispositivos FACTS (OPTFLOW).

Las principales características de los módulos de simulación SDDP son:

- Permite estudios de largo plazo (+40 años);
- Discretización semanal o mensual (simulación horaria);

- Operación individualizada de plantas hidroeléctricas, térmicas y renovables;
- Restricciones específicas para hidroeléctricas: límites de almacenamiento (mínimo y máximo), alerta, control de crecidas, riego, límites de defluencia, límites de turbinamiento, caudal ambiental etc.
- Para simulaciones horarias, representación del tiempo de viaje del agua entre plantas en cascada, commitment, rampas, minimum uptime and down-time etc.;
- Restricciones de reserva y de generación;
- Representación de redes de transmisión (modelo de flujo de potencia lineal) y acoplamiento automático con el modelo de flujo de potencia óptimo OPTFLOW que permite la representación de la red de transmisión por el modelo de flujo de potencia completo (AC);
- Representación de redes de transporte de gas natural, demandas no eléctricas y fuentes de producción;
- Representación de incertidumbres como:
 - Aportes de caudales se representan automáticamente por un modelo estocástico auto-regresivo multi-variado. Los parámetros del modelo estocástico se ajustan con base en los registros históricos. Escenarios sintéticos de caudales se generan por un procedimiento Monte Carlo, permitiendo incluir efectos macro-climáticos como el fenómeno El Niño.
 - Fallas de equipos de generación y transmisión por un esquema de simulación Monte Carlo;
 - Variabilidad de la demanda por una distribución de probabilidad normal.

El algoritmo SDDP (que se puede interpretar como una descomposición de Benders estocástica para múltiples etapas) es reconocido mundialmente como uno de los esquemas más eficientes para la solución de problemas reales de este tipo y es el tema de múltiples artículos de investigación por universidades en todo el mundo. Por ejemplo, en el *International Congress on Stochastic Optimization* (ICSP) de 2016, que es el principal evento académico de esta área, 10% de los artículos presentados tenían como tema el algoritmo SDDP.