

Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Informe 3 Preliminar

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



Octubre 2018

CONTENIDO

1	Resumen Ejecutivo.....	4
2	Introducción.....	6
3	Análisis de SIN Considerando nuevos desarrollos.....	8
3.1	Metodología para la expansión y simulación y reservas.....	8
3.1.1	Expansión de la generación	8
3.1.2	Expansión para reserva operativa	9
3.1.3	Expansión de la transmisión	11
3.2	Simulación horaria detallada de la operación del sistema.....	12
3.3	Estudios de soporte de potencia reactiva.....	12
3.3.1	Supuestos básicos considerados.....	13
3.4	Escenarios para los estudios de expansión del SIN	14
3.4.1	Descripción de los escenarios.....	14
3.5	Supuestos para la proyección de la demanda.....	15
3.5.1	Perfiles de Demanda Horaria.....	16
3.6	Supuesto para las proyecciones para los Precios de los Combustibles.....	17
3.7	Proyectos candidatos de generación	18
3.7.1	Proyectos hidroeléctricos.....	18
3.7.2	Proyectos térmicos.....	19
3.7.3	Proyectos de centrales eólicas.....	19
3.7.4	Centrales solares.....	20
3.8	Supuestos y escenarios de simulación.....	22
3.9	Escenarios de Producción para las Centrales Renovables.....	22
3.9.1	Centrales Eólicas	22
1.1.1	Centrales Solares	24
3.10	Restricciones térmicas operativas.....	25
3.10.1	Supuestos para la representación de las restricciones de reserva	27
3.10.1.1	Reserva Primaria.....	27
3.10.1.2	Reserva Secundaria.....	27
3.10.2	Escenarios Hidrológicos en la Simulación Horaria	28

3.11	Resultados para las evaluaciones de expansión del sistema de Colombia	29
3.11.1	Resultados para el escenario de referencia (escenario C)	30
3.11.2	Resultados para el escenario de demanda alta (escenario A)	35
3.11.3	Resultados para el escenario sin Pescadero/Ituango (escenario B).....	41
3.11.4	Resultados para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida (escenario D)	47
3.11.5	Resultados para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables (escenario E).....	47
3.12	Conclusiones	53
4	Alternativas Regulatorias para los servicios Complementarios.....	55
4.1	Objetivos y principios de mercado.....	55
4.2	Servicios Complementarios y Productos recomendados.....	67
4.2.1	Servicios de balance	68
4.2.1.1	Regulación de Frecuencia	68
4.2.2	Energía reactiva y regulación de tensión	71
4.2.3	Servicios de recuperación de servicio	71
4.2.3.1	Servicio De Control De Contingencias	71
4.2.3.2	Servicios De Plan De Recuperación De Servicio.....	72
4.3	Propuestas Regulatorias.....	73
4.3.1	Propuestas Regulatorias para Servicios de Balance.....	74
4.3.2	Propuestas Regulatorias para Energía Reactiva y Regulación de Tensión.....	81
4.3.3	Propuestas regulatorias para los servicios de recuperación de servicio	81
5	Conclusiones	83
6	Referencias.....	85
	ANEXO.....	88

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe 3 preliminar corresponde al tercer entregable dentro del marco de la consultoría “Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)” y describe las actividades 2 y 3 definidas en el Informe 1 de metodología para este proyecto.

La actividad 2 de este trabajo es la que se describe en la Sección 3 del presente informe y corresponde a un análisis técnico-económico de las implicancias en el SIN de la entrada en operación de nuevos desarrollos (plantas solares, eólicas, hidráulicas, térmicas, sistemas de almacenamiento y equipos para respuesta de demanda). Para ello, en conjunto con la CREG se definieron distintos escenarios proyectados de demanda, precios de combustibles, oferta de generación convencional y grados de penetración de energías renovables intermitentes.

Se definieron criterios para determinar el dimensionamiento óptimo de las reservas y SSCC en general ante distintos grados de penetración de energía intermitente, identificando los efectos en la composición de la oferta, necesidad de servicios, esquemas de desconexión, precios de energía y costos de SSCC.

De los resultados de los análisis técnico-económico de la entrada en operación de nuevos desarrollos se proyecta que las fuentes renovables variables (eólicas y solares) serán uno de los vectores más importante para la expansión a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado de Colombia. En los estudios de expansión para los diferentes escenarios se proyectó como económicamente viable la inserción de 3,000 MW de ERVs (eólicas y solares para el escenario de referencia (el escenario más conservador con respecto a la penetración de ERVs) a 6,000 MW para el escenario sin Pescadero/Ituango en el horizonte de análisis, dada la incertidumbre de entrada de la planta.

Considerando estos escenarios para la expansión del sistema de generación de Colombia, la participación de las fuentes ERV en el suministro de la demanda proyectada pasa de los 0.1% actuales para de 12 a 19% en 2030, dependiendo del escenario considerado. Esta mayor participación de fuentes ERV en la producción de electricidad permitirá una reducción de la participación de fuentes fósiles en la matriz de electricidad de los actuales 16% para menos de 10% a 2030 para todos los escenarios analizados, excepto el escenario Pescadero/Ituango en el horizonte de análisis, dada la incertidumbre de entrada de la planta.

Finalmente, los requerimientos de reserva en giro se incrementarán sostenidamente, en función de la mayor inserción de centrales renovables variables, y podrán llegar a casi 500 MW¹ (mayor valor estimado por los Consultores) para el caso de precio bajo para la inversión en centrales renovables variables.

La Sección 4 de este informe, detalla la fase 3 del trabajo, en la cual se analizan las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas, y que se puede resumir en el cuadro siguiente:

¹ Los valores estimados para la reserva en giro debido a las fuentes ERVs son preliminares y serán reevaluados tan pronto se reciba información de medición sobre el desempeño de los proyectos eólicos de la Guajira.

	Alternativas Propuestas			
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
	Full LMP, cooptimización del despacho de energía y SSCC con al menos dos reliquidaciones diarias (mercado intradiario); Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 1, con precios zonales	Optimización secuencial del despacho de energía y SSCC; precios nodales; mercado intradiario; Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 3 con precios zonales
Principios rectores				
Adecuado dimensionamiento de SSCC (que se construya lo necesario al menor costo)	Adecuado	Puede llevar a distorsiones en la ubicación de los equipos	Puede llevar a sobre instalaciones; mayor costo por servicios de menor calidad	Suma de 2 y 3
Promover oferta suficiente y de calidad en CP y LP(que se paguen los SSCC - Señales Expansión)	Adecuado	Missing Money Señales para expansión pueden ser inadecuados	Missing Money; Precios bajos – señales no eficientes para expansión	Suma de 2 y 3
Correcta Asignación de Costos (Principio de causalidad, que pague el que debe)	Se da en forma natural	Idem 1, pero se pierden ciertas señales de asignación (congestión)	Idem 1	Idem 2
Otros principios y consideraciones				
Mitigar Poder de Mercado	Recomendado al menos en la transición; fácil implementación	Requerido, ante ausencia de señales	Idem1, pero mas profundo	Suma de 2 y 3
Certificación y Cumplimiento	Recomendado	Requerido	Requerido	Requerido
Definición de productos	Permite una mejor, definición, al estar todas las señales	Puede “esconder” la necesidad de productos	Intermedio entre 1 y 3	No permite una adecuada definición
Cambios regulatorios requeridos	Cooptimización & Precios nodales; MI	Cooptimización; MI	Precios nodales; MI	MI

2 INTRODUCCIÓN

El presente informe describe las actividades 2 y 3 definidas en el Informe 1 de metodología, de modo de alcanzar los objetivos de este proyecto, también descritos en dicho Informe.

El siguiente diagrama muestra dicha metodología y las diferentes actividades a desarrollar para poder hacer el análisis de los SSCC en el SIN y llegar a definir propuestas de reglamentación de ellos.

Metodología y Estrategia

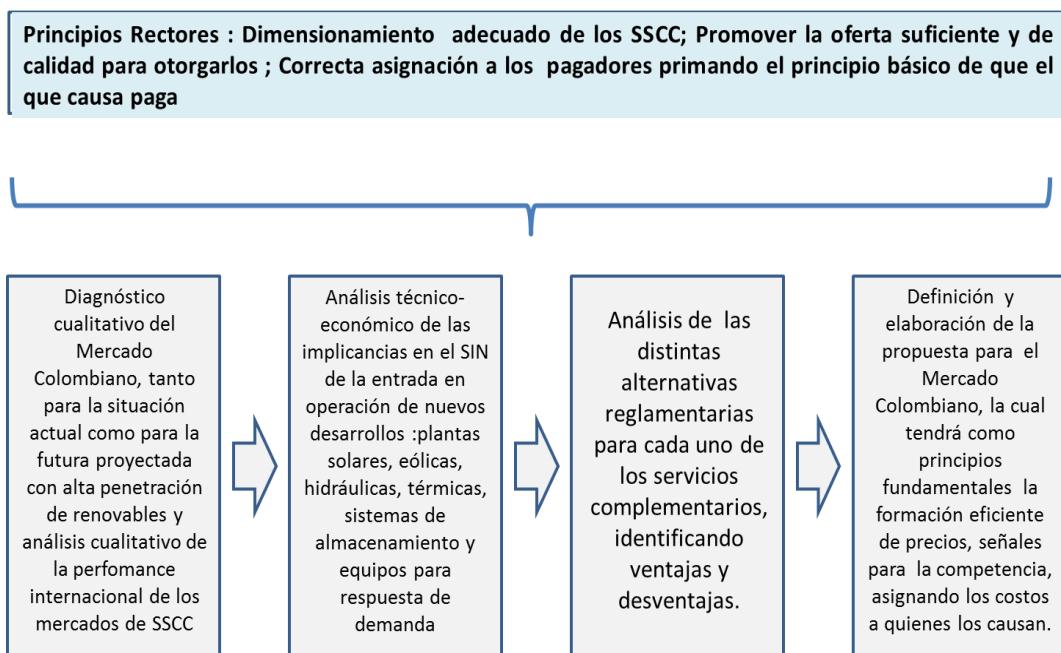


Figura 1 – Metodología y Estrategia

- I. La primera actividad ya se desarrolló en el Informe 2.
- II. La segunda fase del trabajo es la que se describe en la Sección 3 del presente informe y corresponde a un análisis técnico-económico de las implicancias en el SIN de la entrada en operación de nuevos desarrollos (plantas solares, eólicas, hidráulicas, térmicas, sistemas de almacenamiento y equipos para respuesta de demanda). Para ello, en conjunto con la CREG se definieron distintos escenarios proyectados de demanda, precios de combustibles, oferta de generación convencional y grados de penetración de energías renovables intermitentes. También, de ser el caso, se simularon restricciones de transporte en caso de que la generación renovable intermitente se concentre en unos pocos nodos del sistema.

Los estudios se desarrollaron con modelos de última generación que permiten resolver el despacho económico intradiario, modelos OptGen y SDDP (MPODE)², ya sea considerando las reservas como restricción (cooptimización de los costos de inversión, operación, reserva y confiabilidad) o mediante un esquema de optimización secuencial. En la sección 5 de este documento se presenta una descripción de la solución PSR-CORE (Sistema de Planificación de Recursos Eléctrico-Energéticos), que consiste de un conjunto de modelos especializados para el análisis y planificación de la expansión de sistemas eléctricos con presencia de energías renovables (hidroeléctricas, eólicas, solares etc.).

El sistema de planificación PSR-CORE también permite la representación de elementos que se conectan en los sistemas de transmisión en baja tensión, como por ejemplo la generación distribuida (que se espera ser progresivamente más importante dado su creciente inserción en los sistemas eléctricos de potencia). La forma propuesta para representar estos “nuevos elementos” es a través de “escenarios de inyecciones equivalentes” en los nodos de alta tensión que se representan en el sistema de transmisión de Colombia (modelo utilizado por UPME y XM), que deberán también reflejar la mayor inserción futura esperada para estos agentes. Sin embargo, para que esto sea posible se necesita de información histórica para definir los escenarios de perfiles de producción. Para la proyección de inserción de generación distribuida, se definió, en conjunto con la CREG, escenarios de penetración para la generación distribuida.

Se definieron criterios para determinar el dimensionamiento óptimo de las reservas y SSCC en general ante distintos grados de penetración de energía intermitente, identificando los efectos en la composición de la oferta, necesidad de servicios, esquemas de desconexión, precios de energía y costos de SSCC. La reevaluación de estos criterios se ve motivada principalmente por la masiva inserción de fuentes de energías renovables variables (ERV) – eólicas y solares – que se prevé para los próximos años. La creciente penetración de fuentes de energías renovables variables transformará la estructura del sistema de generación de Colombia, que será caracterizado por una mayor componente renovable en el futuro.

- III. Con los análisis cualitativos de la Fase 1 y el análisis técnico económico detallado de la Fase 2, se define la Fase 3, descrita en la sección 4 de este informe, en la cual se analizan las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas, desde el punto de vista del cumplimiento de los tres aspectos fundamentales enunciados al principio de esta sección.

² Los modelos OptGen (para optimización de la expansión de sistemas de generación) y SDDP (modelo de simulación de sistemas hidrotérmicos con la presencia de renovables) so desarrollados y comercializados únicamente por PSR.

3 ANÁLISIS DE SIN CONSIDERANDO NUEVOS DESARROLLOS

3.1 Metodología para la expansión y simulación y reservas

Considerando los supuestos y escenarios de expansión previstos para el estudio, en el segundo momento se define la expansión de la oferta para dichos escenarios. Este paso se implementa en *tres fases* consecutivas: (i) expansión de la generación; (ii) expansión de la reserva; y (iii) expansión de la transmisión.

3.1.1 Expansión de la generación

La figura a continuación muestra la metodología de optimización para obtener la Expansión óptima de la generación sin tomar en cuenta las reservas probabilísticas dinámicas

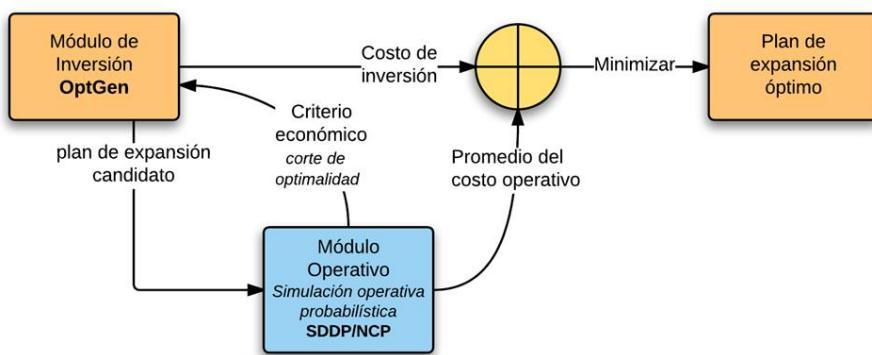


Figura 2 - Planificación del sistema de generación

De manera simplificada, el módulo de expansión determina en cada iteración un plan de expansión candidato, a partir de una representación *detallada* de las características del problema de inversión (costos de inversión, fechas mínimas y máximas etc.) y de una representación *aproximada* de los costos operativos resultantes de las decisiones de inversión. El módulo de inversión se resuelve como un problema de optimización entero mixto, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos de inversión y los costos (aproximados) de operación. El módulo de inversión corresponde al modelo OptGen, de PSR.

Para cada plan de expansión candidato definido por el módulo de inversión, se ejecuta a continuación el módulo operativo. Como sugiere el nombre, el objetivo de este módulo es calcular el costo operativo resultante de este plan de expansión. Para esto, se utiliza el modelo de simulación operativa probabilística SDDP. El modelo SDDP calcula la política operativa estocástica óptima, esto es, que minimiza el valor esperado del costo operativo, tomando en cuenta la variabilidad de los caudales y de la producción ERV y las ecuaciones y restricciones del sistema de generación y transmisión.

En este paso, se consideran simulaciones con granularidad mensual, detallada con una representación en bloques de demanda/producción renovable en cada mes.

3.1.2 Expansión para reserva operativa

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 en nivel mundial, resultado de la grande 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.

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 ERV³ y un porcentual de la reserva para soportar la contingencia de generación.

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

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:

³ 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.

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 $30 \text{ días} \times 24 \text{ horas/día} = 720$ 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 500 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.

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

Optimización del costo de manejo de la reserva operativa

Como se sabe, aumentos en los requerimientos de reserva resulta en un aumento de los costos operativos, pues más recursos de generación tienen que ser “inmovilizados” para cumplir estos requerimientos. Esto significa que la solución más económica para el sistema puede ser

una combinación de inversiones en nueva capacidad (por ejemplo, térmicas o baterías) que posiblemente se utilizará para proveer reserva operativa para el sistema. Esta solución más económica se puede plantear como un problema de expansión en que se cooptimiza la expansión del sistema entre una expansión puramente económica con una expansión económica bajo restricciones de reserva operativa para el manejo de las renovables, como ilustrado en la siguiente figura.

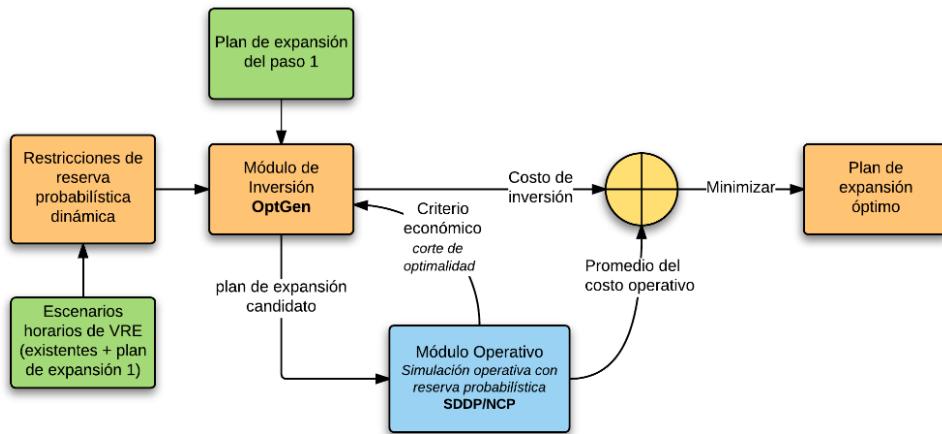


Figura 3 Planificación de las inversiones para el manejo de la variabilidad de las ERV

Se observa que el problema de planificación de las inversiones para el manejo de la variabilidad de las ERV es bastante parecido con el problema de determinar las inversiones buscando optimizar una función puramente económica. Las diferencias son: (i) en la expansión con restricciones e reserva se incorporan los refuerzos de generación determinados en el paso anterior (expansión puramente económica); (ii) el objetivo del problema es minimizar la suma de los costos de inversión más operación, sujeto a cumplir las restricciones de reserva calculadas en función de la expansión; y (iii) los candidatos para expansión son equipos dedicados a proveer reserva operativa, por ejemplo, térmicas ciclo abierto y baterías.

3.1.3 Expansión de la transmisión

Una vez conocidos los refuerzos (nuevas obras) de la generación y de los servicios de reserva de, se calculan los refuerzos necesarios en la red de transmisión.

El cálculo de este plan se hace con un modelo de expansión de mínimo costo de inversión en la red de transmisión. Este modelo utiliza una representación de flujo de potencia activa linealizado, semejante al de la red de los estudios operativos (PLP).

En un paso posterior del estudio se utiliza la red AC completa del sistema para los refuerzos de potencia reactiva.

La figura a continuación muestra la metodología utilizada por el modelo de planificación NetPlan: (i) la simulación operativa del plan de expansión de las Fases 1 y 2 (generación + reserva) con el modelo SDDP produce escenarios de generación/demanda para cada barra de la

red de transmisión⁴. Con esos resultados, el modelo NetPlan determina los refuerzos de transmisión de mínimo costo de inversión que acomodan (esto es, que no llevan a sobrecargas) este conjunto de escenarios. Este problema se formula como una optimización entera mixta (MIP) de gran tamaño, que se resuelve por descomposición de Benders.

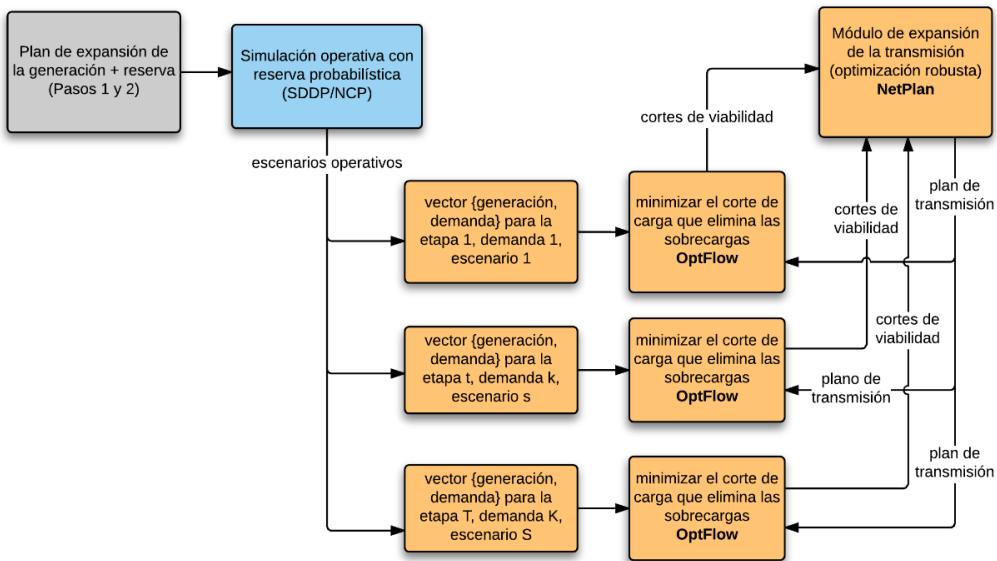


Figura 4 - Planificación de los refuerzos de la transmisión (metodología de optimización robusta)

3.2 Simulación horaria detallada de la operación del sistema

En este Paso se refinan las simulaciones operativas anteriores para ciertos años y condiciones hidrológicas de interés a través de un modelo operativo detallado con resolución horaria, representación del *commitment* (costos de arranque, mínimo *uptime*, *downtime* etc.), red de transmisión, operación detallada de los embalses etc.

El SDDP Horario minimiza el costo operativo a lo largo de cada etapa, con un detalle horario. Este costo operativo se compone de los costos térmicos (costo de combustible, costo de arranque etc.) y del costo asociado al almacenamiento en el sistema al final de la etapa (conocido como función de costo futuro, calculada por el modelo de simulación probabilística SDDP).

El problema de simulación operativa detallada se plantea como una optimización entera mixta (MIP) y se resuelve por algoritmos especializados del paquete Xpress.

3.3 Estudios de soporte de potencia reactiva

Los estudios de soporte de potencia reactiva tienen por objetivo determinar las deficiencias de reactivo de la red, identificando las inyecciones mínimas necesarias y su ubicación, de forma a

⁴ El número de escenarios por año es 12 (número de meses) × 70 (número de escenarios de caudales & generación renovable) × 5 (número de bloques de demanda & escenarios en cada mes) ~ 4200.

mantener los voltajes en niveles aceptables y garantizar de esta forma la seguridad operativa del sistema.

Para este estudio fue utilizado el modelo OptFlow, el cual representa la red de transmisión AC, contemplando los siguientes elementos de potencia reactiva: generación de potencia reactiva de sus generadores, control de tap de sus transformadores, control de condensadores síncronos y bancos de capacitores y reactores. Dada una configuración de la red AC se determina una solución que atienda la operación de forma segura, identificando las posibles deficiencias de reactivo de la misma una vez que todos los controles de potencia reactiva y sus límites operativos son llevados en consideración. Las deficiencias de reactivo son penalizadas y representadas por inyecciones adicionales capacitivas e inductivas en las barras de la red. La solución del modelo indica las deficiencias de reactivo a un costo mínimo mientras que garantiza al mismo tiempo un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa solución del modelo de transmisión DC. Estas diferencias de despacho entre las soluciones DC y AC reflejan las diferencias de pérdidas entre los modelos lineal (DC) y no lineal (AC) de la red de transmisión.

El estudio de soporte de potencia reactiva es realizado para los cinco escenarios de expansión previamente definidos. Para cada uno de ellos el estudio consistió en las siguientes dos etapas.

Etapa 1: Identificación de deficiencia de reactivo

Se determinaron las deficiencias de potencia reactiva en la red a mínimo costo y en base a ello, y a valores padrón de costo y capacidad, se definieron bancos de capacitores y reactores candidatos para inversión de forma a contemplar el conjunto de escenarios analizados. Todos los controles de potencia reactiva fueron accionados al mismo tiempo que se mantenía un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa, solución del modelo de flujo de potencia DC.

Etapa 2: Inversión en bancos de capacitores/reactores

Para el mismo conjunto de escenarios de la Etapa 1 se realizó un estudio de mínima inversión en equipos de potencia reactiva, de forma que la solución indicada por el modelo resulte en una solución de mínimo costo que garantiza la operación segura de la red para todas las configuraciones representadas. De la misma forma, en este análisis de inversión todos los controles de potencia reactiva disponibles fueron utilizados de forma a operar la red dentro de sus límites operativos, manteniendo un mínimo desvío del punto de despacho del modelo DC para cada uno de los escenarios analizado.

3.3.1 Supuestos básicos considerados

El control de tensión consiste en acciones de elementos de los sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de mantener las tensiones en los nudos dentro de los márgenes especificados (criterios de seguridad y calidad de servicio). Los principales recursos disponibles en los sistemas eléctricos de potencia para el control de tensión corresponden a los siguientes equipamientos:

- Unidades generadoras sincrónicas;
- Condensadores sincrónicos;
- Condensadores y reactores conectados en derivación y equipos de compensación reactiva;

- Controladores estáticos de reactivos (CER, SVC, STATCOM);
- Taps de transformadores y desfasadores, y;
- Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Para las unidades generadoras síncronas y parques eólicos o fotovoltaicos se consideró un límite máximo y mínimo de disponibilidad de potencia reactiva igual a 30% y 20% de la capacidad instalada, respectivamente.

3.4 Escenarios para los estudios de expansión del SIN

El objetivo de este capítulo es definir las informaciones y datos para la creación de cinco escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema colombiano hasta el año 2030. Estos cinco escenarios resultan de la combinación de dos escenarios de crecimiento de la demanda, dos escenarios de reducción de los costos de las tecnologías de generación, en especial de las fuentes eólica y solar y escenarios que consideran o no la entrada de la central hidroeléctrica Pescadero en operación en 2023, como muestra la figura a continuación.

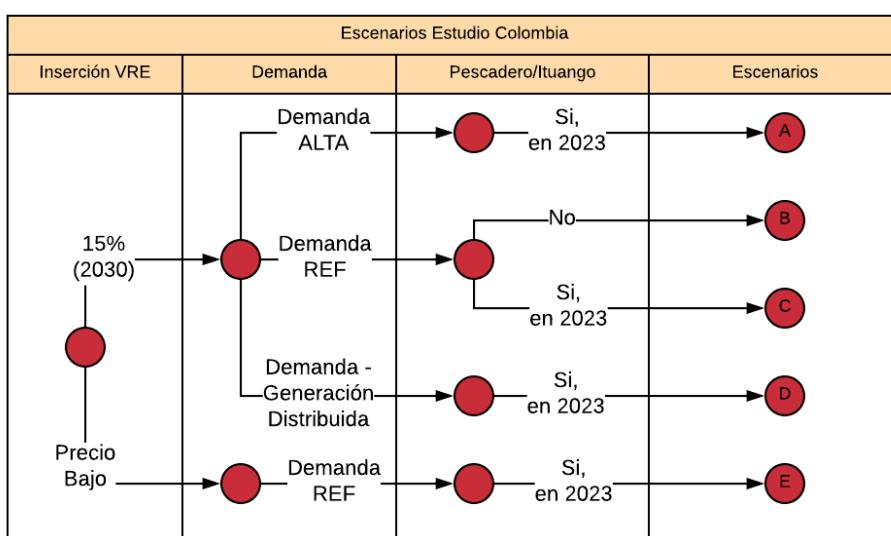


Figura 5 – Escenarios considerados en los estudios

3.4.1 Descripción de los escenarios

Escenario A

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un crecimiento alto de la demanda de energía y con entrada de la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango en operación en 2023 (con 5 años de retraso).

Escenario B

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía y sin la entrada en operación

de la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango en el horizonte de análisis, dada la incertidumbre de entrada de la planta.

Escenario C

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía y con la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entrando en operación en 2023 (5 años de retraso).

Escenario D

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía con elevada penetración de generación distribuida. En este escenario la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entra en operación en 2023 (5 años de retraso).

Escenario E

Precios bajos para los proyectos de expansión de fuentes renovables. En este escenario la demanda es de referencia y la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entra en operación en 2023 (5 años de retraso).

3.5 Supuestos para la proyección de la demanda

Para construcción de los escenarios de crecimiento de la demanda, se consideró la proyección para el crecimiento de la demanda indicada en el documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia”. La figura a continuación ilustra los escenarios de proyección de demanda alta y de referencia para los años de 2018 hasta 2030 considerando la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de los Grandes Consumidores Especiales (CGE) y de la Generación Distribuida.

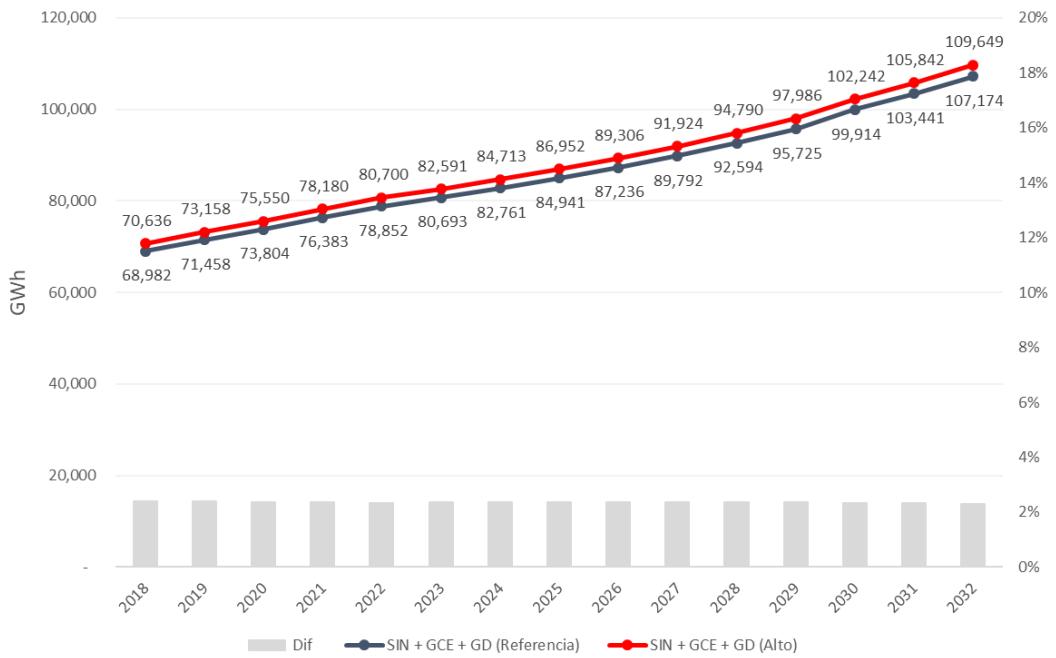


Figura 6 - Proyección de Demanda - Colombia.

Los valores que comparan las proyecciones de demanda de la figura anterior muestran una diferencia de cerca de 2% en todos los años del estudio.

3.5.1 Perfiles de Demanda Horaria

La figura en la secuencia ilustra el histórico de demanda del año de 2017 para el sistema de Colombia.

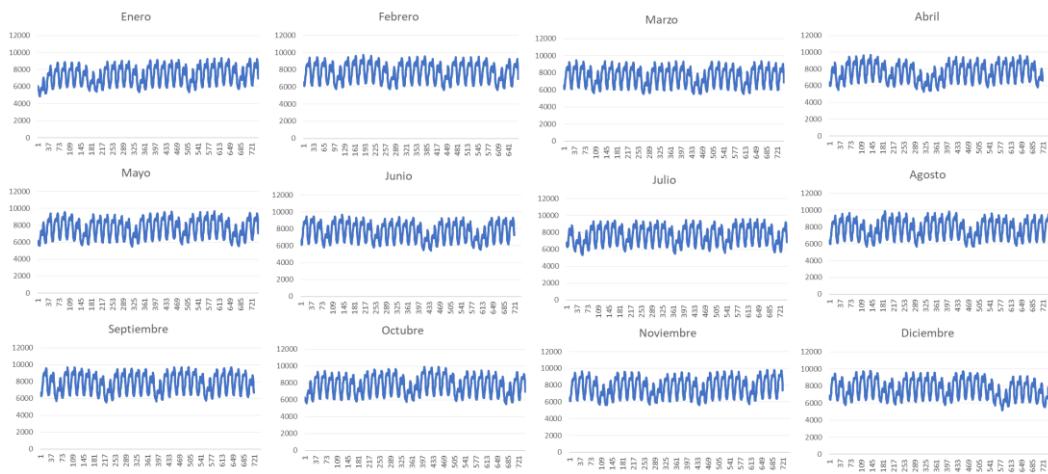


Figura 7 – Perfil de demanda horaria para el sistema de Colombia.

Se propone considerar estos datos históricos para las simulaciones horarias para evaluación de los planes de expansión de los sistemas de generación y transporte.

Para cálculo de las políticas operativas de los sistemas que componen el mercado eléctrico regional, se propone utilizar la agregación de la demanda en cinco bloques como representado

en la base de datos de UPME. Para esto, se requiere el mapeo de las horas en cada uno de los bloques de la curva de carga, que se ilustra para el mes de enero en la figura a continuación.

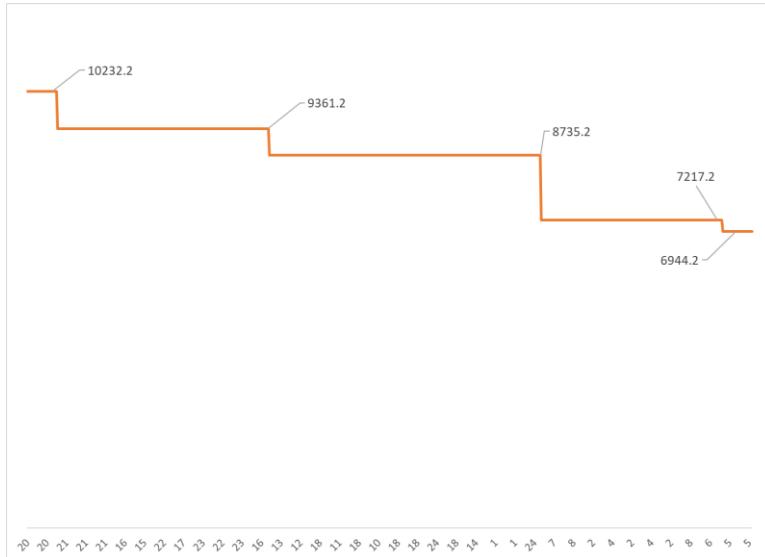


Figura 8 – Mapeo hora-bloque para la curva de carga (ejemplo para enero).

3.6 Supuesto para las proyecciones para los Precios de los Combustibles

La información disponible para la evolución de los precios de los combustibles fósiles consta en la BD SDDP Planificación, y también, en el archivo “Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf”. Por lo tanto, es la proyección que se propone en la base de datos de PSR utilizada en el estudio. A continuación, se presentan la proyección de combustible para cada tipo de combustible.

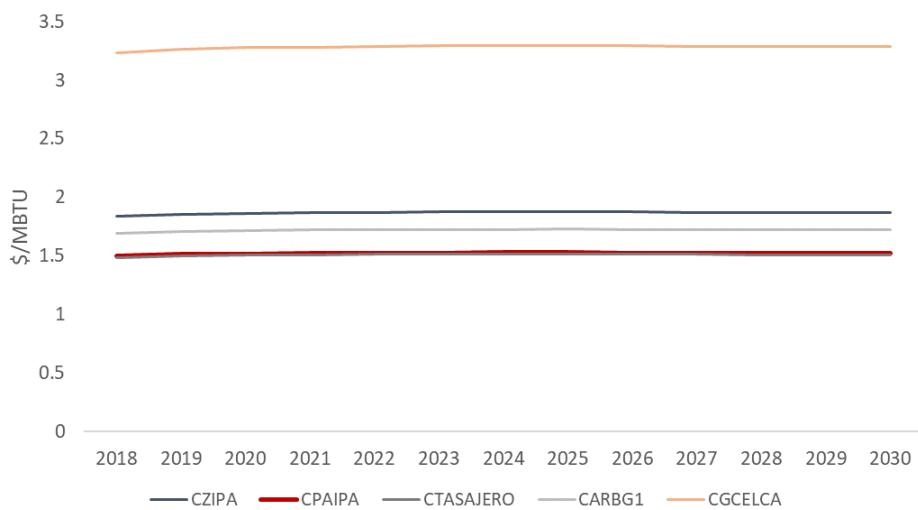
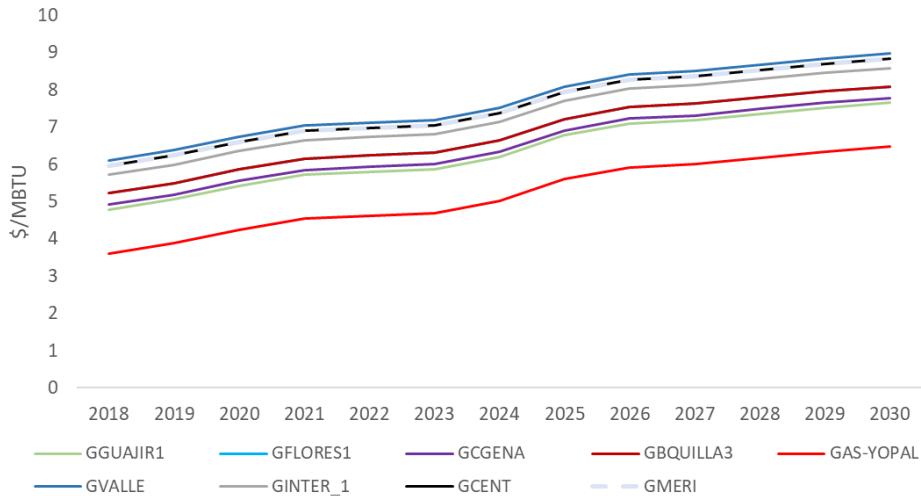
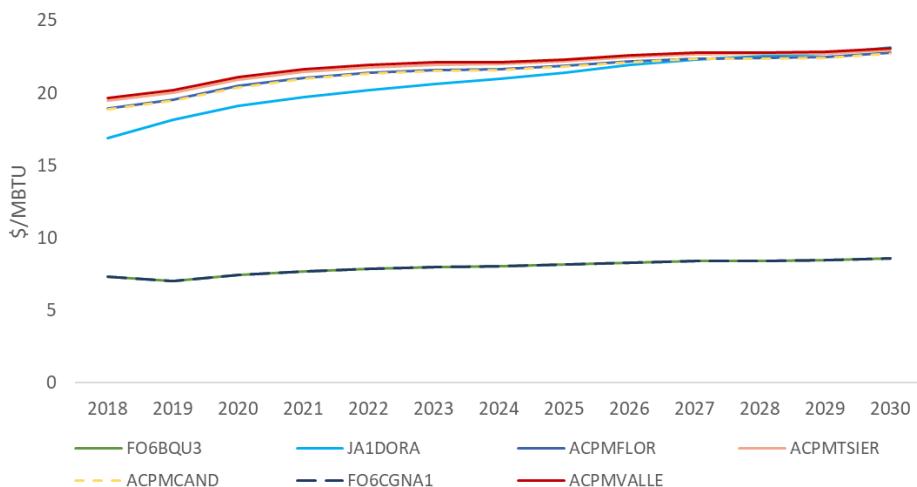


Figura 9 – Proyecciones de Carbón en US\$/MMBTU.

**Figura 10– Proyecciones de Gas Natural en US\$/MMBTU.****Figura 11 – Proyecciones de Combustibles Líquidos en US\$/MMBTU.**

3.7 Proyectos candidatos de generación

En la secuencia se describen los proyectos candidatos considerados en los estudios de expansión para el sistema de Colombia.

3.7.1 Proyectos hidroeléctricos

Se presenta en la secuencia una revisión de los proyectos candidatos de fuente hidráulica utilizados en los estudios de expansión.

Cuadro 1 – Proyectos de centrales hidroeléctricas.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Inversión (M\$)	Costo de Integración en la red (\$/kW)
ExpHid_CA	80	2022	2341	196

ExpHid_CB	36	2022	2341	244
ExpHid_CR	55	2022	2341	229
ExpHid_SD	56	2022	2179	255
ExpHid_EM	55	2022	1515	44
AMBEIMA	45	2031	2333	44

3.7.2 Proyectos térmicos

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

Cuadro 2 – Proyectos de Centrales Termoeléctricas.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Inversión (M\$)	Costo de Integración en la red (\$/kW)	Combustible
ExpCarbón5	350	2022	1486	89	Carbón
ExpCarbón3.1	330	2022	2000	221	Carbón
ExpCarbón3.2	330	2022	2000	223	Carbón
TERMO YOPAL3	40	2022	1090	38	Gas
ExpCarbón1	90	2022	2004	0	Carbón
ExpCarbón2.2	150	2022	1425	301	Carbón
PALMA_4	5	2024	1471	69	Otros
PALMA_3	35	2023	1471	21	Otros
ExpGas1	50	2025	1090	39	Gas
ExpCarbón4	350	2022	1486	91	Carbón
ExpCarbón2.1	250	2022	1817	0	Carbón
ExpCarbT3	160	2022	2472	0	Carbón

3.7.3 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	Costo de Integración en la red (\$/kW)
Eolo J1	99	2023	448
Eolo J2	195	2023	250
Eolo J3	180	2023	273
Eolo J4	75	2023	557
Eolo I1	376	2023	176
Eolo P1	400	2023	564

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Integración en la red (\$/kW)
Eolo P2	200	2023	268
Eolo P3.1	70	2023	1020
Eolo P3.2	130	2023	824
Eolo E1.2	50	2023	824
Eolo E2	200	2023	257
Eolo E3	100	2023	431
Eolo E4	100	2023	897
Eolo E5	100	2023	904
Eolo E6	150	2023	344
Eolo E7	100	2023	888
Eolo E8	100	2023	886
Eolo E10	200	2023	676

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 \$/kW, para las centrales eólicas en los escenarios de precio bajo y de referencia.

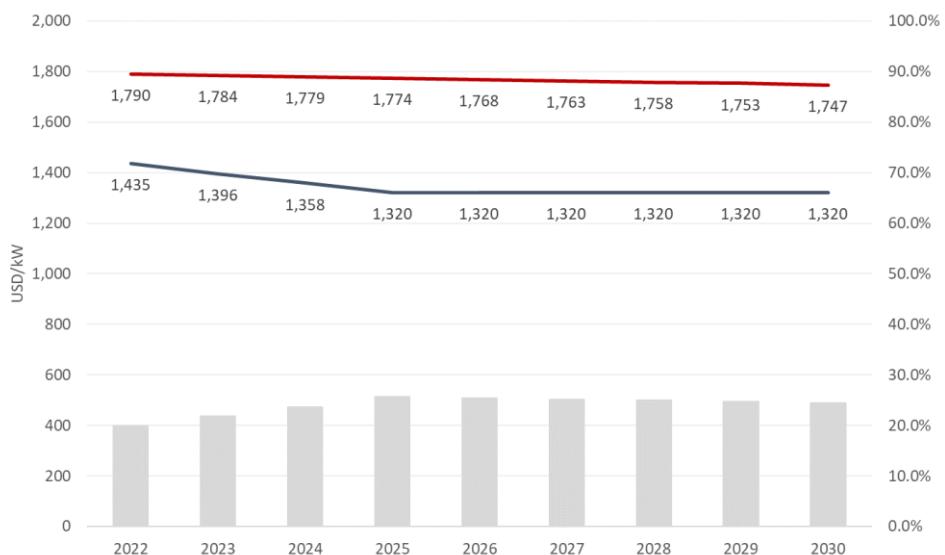


Figura 12 – Costos de inversión de las centrales eólicas.

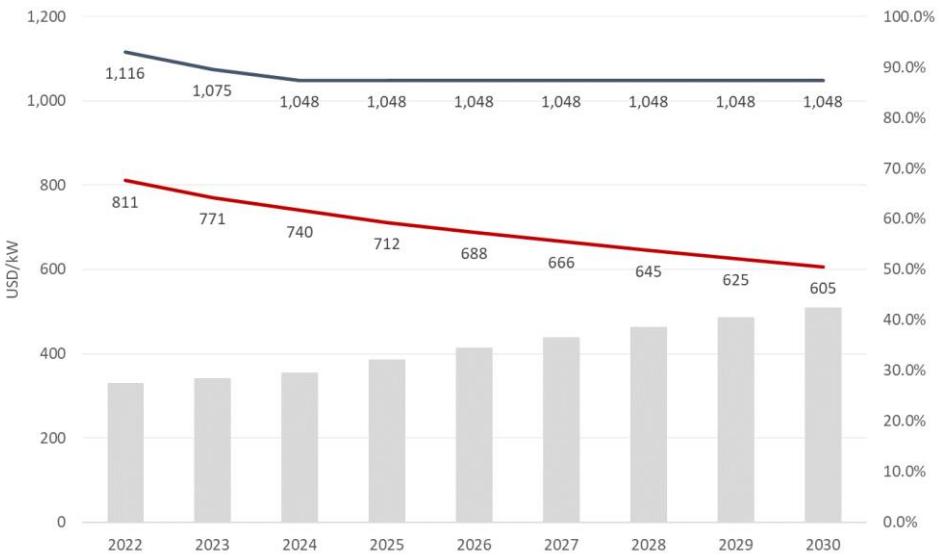
3.7.4 Centrales solares

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 (\$/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
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 \$/kW, y dos escenarios - precio de referencia y precio bajo.

**Figura 13 – Costos de inversión de las Centrales Solares.**

3.8 Supuestos y escenarios de simulación

Para todos los efectos, se supone que la generación y transmisión hasta el año 2021 ya están definidas (proyectos en construcción). Las informaciones sobre estos equipos fueron recopiladas a partir de la información de generación en la base de datos SDDP de la UPME y de datos de red de transmisión en el DigSilent.

Además, también se consideran como decisiones ya tomadas, el plan para conexión de generación eólica de la región de Guajira y la entrada en servicio (o no) del proyecto hidroeléctrico Pescadero/Ituango (tal como se explicó en los escenarios planteados para los estudios de simulación).

3.9 Escenarios de Producción para las Centrales Renovables

3.9.1 Centrales Eólicas

Una vez que no se proporcionó información sobre la ubicación de los proyectos eólicos y solares la ubicación de los proyectos eólicos fuera estimada por PSR en la zona de Guajira de acuerdo con la imagen a seguir.

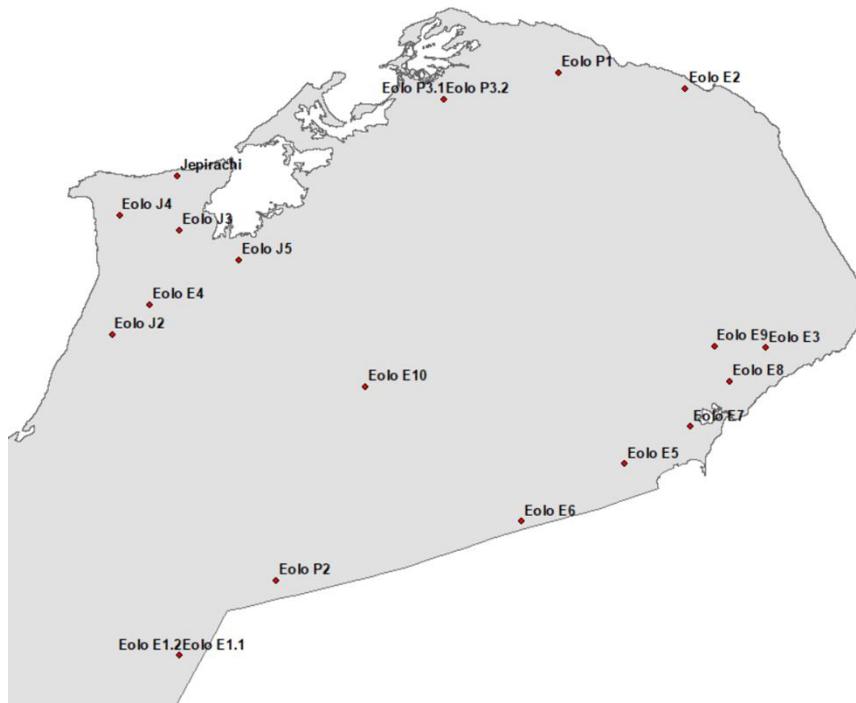


Figura 14 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en la Zona de Guajira.

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. Para definición de los supuestos, se utilizó algunas informaciones disponibles en [26].

Cuadro 5 – 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%
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%

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
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%

1.1.1 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 [27]. 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.

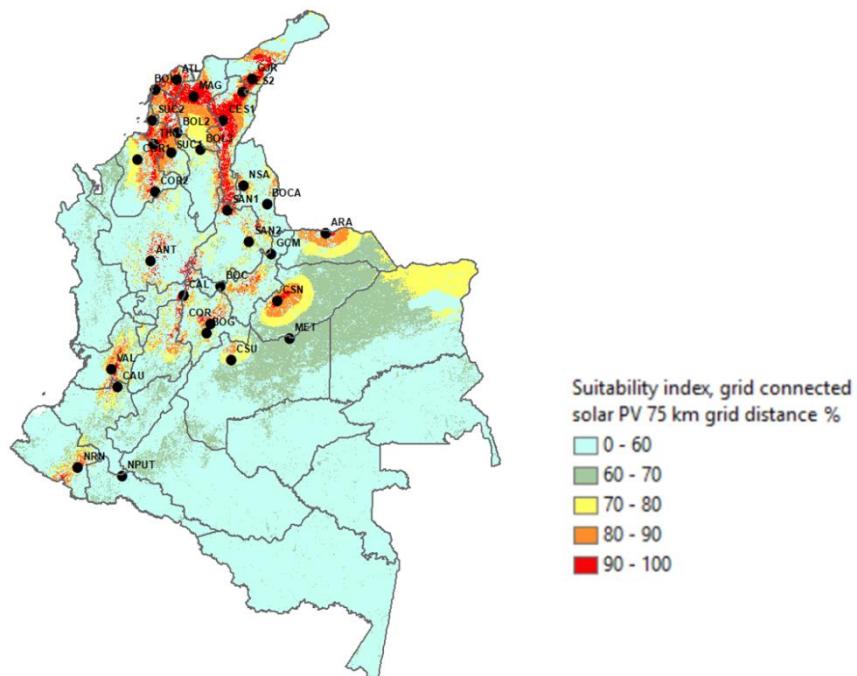


Figura 15 – Ubicación estimada de los proyectos solares

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 MERRA [28], 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 Estimator [29] y VWF - Virtual Wind Farm [30].

3.10 Restricciones térmicas operativas

La adopción de una visión con mayor penetración de fuentes renovables o no despachables, requerirá que ciertas unidades de generación originalmente destinadas a mantenerse como generadores de base tengan que operar en un régimen constante de seguimiento de carga (o rampas de carga).

Se destaca que la mayor penetración de fuentes renovables requiere una alteración en los paradigmas operativos de los sistemas eléctricos, ya que una mayor flexibilidad operativa es requerida de otros equipos del sistema para garantizar el suministro de la demanda de energía con calidad y continuidad.

Con el objetivo de capturar las alteraciones operativas necesarias ante una mayor penetración de fuentes renovables, las siguientes restricciones operativas fueron definidas en algunas centrales térmicas:

- Restricciones de commitment
- Rampas máximas de subida y bajada de potencia (MW/min)
- Costos de arranque
- Generación mínima
- Tiempo mínimo de subida y máximo de bajada (en horas)

Las restricciones térmicas operativas de rampa de subida y bajada, costos de arranque, generación mínima de las térmicas y tiempo mínimo de subida y máximo de bajada fueron definidos con base en el combustible de las térmicas. [26], [31].

Cuadro 6 – Centrales térmicas – restricciones operativas para la operación horaria

Nombre	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Rampa Subida (MW/min)	Rampa Bajada (MW/min)	Min Uptime (h)	Max Downtime (h)	Generación Mínima (MW)	Costo Arranque (k\$)
BARRANQUILL3	Gas	64	9.9	9.9	3.0	3.0	32.0	1.4
BARRANQUILL4	Gas	63	9.7	9.7	3.0	3.0	31.5	1.4
BARRANQUILL3	Gas	64	9.9	9.9	3.0	3.0	32.0	1.4
BARRANQUILL4	Gas	63	9.7	9.7	3.0	3.0	31.5	1.4
CANDEL_CC	Gas	252	16.2	16.2	4.5	3.5	100.8	4.6
CANDELARIA1	Gas	157	24.2	24.2	3.0	3.0	78.5	3.6
CANDELARIA2	Gas	157	24.2	24.2	3.0	3.0	78.5	3.6
CARTAGENA 1	Gas	61	9.4	9.4	3.0	3.0	30.5	1.4
CARTAGENA 2	Gas	60	9.2	9.2	3.0	3.0	30.0	1.4

Nombre	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Rampa Subida (MW/min)	Rampa Bajada (MW/min)	Min Uptime (h)	Max Downtime (h)	Generación Mínima (MW)	Costo Arranque (k\$)
CARTAGENA 3	Gas	66	10.2	10.2	3.0	3.0	33.0	1.5
CC_FLORES4	Gas	450	28.9	28.9	4.5	3.5	180.0	8.2
CIMARRON	Gas	19.9	3.1	3.1	3.0	3.0	10.0	0.5
ELMORRO1	Gas	19.9	3.1	3.1	3.0	3.0	10.0	0.5
ELMORRO2	Gas	19.9	3.1	3.1	3.0	3.0	10.0	0.5
EMCALI	Gas	229	14.7	14.7	4.5	3.5	91.6	4.2
ExpCarbón1	Carbón	90	13.9	13.9	3.0	3.0	45.0	2.0
ExpCarbón2.1	Carbón	250	16.0	16.0	4.5	3.5	100.0	4.6
ExpCarbón2.2	Carbón	150	23.1	23.1	3.0	3.0	75.0	3.4
ExpCarbón3.1	Carbón	330	21.2	21.2	4.5	3.5	132.0	6.0
ExpCarbón3.2	Carbón	330	21.2	21.2	4.5	3.5	132.0	6.0
ExpCarbón4	Carbón	350	22.5	22.5	4.5	3.5	140.0	6.4
ExpCarbón5	Carbón	350	22.5	22.5	4.5	3.5	140.0	6.4
ExpCarbT3	Carbón	160	24.7	24.7	3.0	3.0	80.0	3.6
ExpGas1	Gas	50	7.7	7.7	3.0	3.0	25.0	1.1
ExpGas2	Gas	88	13.6	13.6	3.0	3.0	44.0	2.0
FLORES 1	Gas	160	24.7	24.7	3.0	3.0	80.0	3.6
GUAJIRA 1	Gas	151	23.3	23.3	3.0	3.0	75.5	3.4
GUAJIRA 2	Gas	145	22.4	22.4	3.0	3.0	72.5	3.3
MERILECTRICA	Gas	166	25.6	25.6	3.0	3.0	83.0	3.8
PAIPA 1	Carbón	36	1.5	1.5	9.5	8.5	13.5	1.1
PAIPA 2	Carbón	74	3.2	3.2	9.5	8.5	27.8	2.3
PAIPA 3	Carbón	70	3.0	3.0	9.5	8.5	26.3	2.1
PAIPA 4	Carbón	169	7.3	7.3	9.5	8.5	63.4	5.1
PROELECTRIC1	Gas	45	6.9	6.9	3.0	3.0	22.5	1.0
PROELECTRIC2	Gas	45	6.9	6.9	3.0	3.0	22.5	1.0
TASAJERO 1	Carbón	163	7.0	7.0	9.5	8.5	61.1	5.0
TASAJERO 2	Carbón	165	7.1	7.1	9.5	8.5	61.9	5.0
TC_GECELCA3	Carbón	164	7.0	7.0	9.5	8.5	61.5	5.0
TC_GECELCA32	Carbón	273	11.7	11.7	9.5	8.5	102.4	8.3
TEBSAB	Gas	815	52.3	52.3	4.5	3.5	326.0	14.9
TERMO YOPAL1	Gas	19.9	3.1	3.1	3.0	3.0	10.0	0.5
TERMO YOPAL2	Gas	30	4.6	4.6	3.0	3.0	15.0	0.7
TERMO YOPAL3	Gas	40	6.2	6.2	3.0	3.0	20.0	0.9
TERMOBOLIVAR	Gas	9.7	1.5	1.5	3.0	3.0	4.9	0.2
TERMOCENTRO	Gas	264	16.9	16.9	4.5	3.5	105.6	4.8
TERMODORADA1	Gas	51	7.9	7.9	3.0	3.0	25.5	1.2
TERMONORTE	Gas	88	13.6	13.6	3.0	3.0	44.0	2.0
TERMOSIERRA	Gas	445	28.5	28.5	4.5	3.5	178.0	8.2

Nombre	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Rampa Subida (MW/min)	Rampa Bajada (MW/min)	Min Uptime (h)	Max Downtime (h)	Generación Mínima (MW)	Costo Arranque (k\$)
TERMOVALLE 2	Gas	205	13.2	13.2	4.5	3.5	82.0	3.8
TMECHERO4	Gas	19.3	3.0	3.0	3.0	3.0	9.7	0.4
TMECHERO5	Gas	19.3	3.0	3.0	3.0	3.0	9.7	0.4
TMECHERO6	Gas	19.3	3.0	3.0	3.0	3.0	9.7	0.4
ZIPAEMG2	Carbón	34	1.5	1.5	9.5	8.5	12.8	1.0
ZIPAEMG3	Carbón	63	2.7	2.7	9.5	8.5	23.6	1.9
ZIPAEMG4	Carbón	64	2.7	2.7	9.5	8.5	24.0	1.9
ZIPAEMG5	Carbón	63	2.7	2.7	9.5	8.5	23.6	1.9
TPIEDRAS	Gas	3.75	0.6	0.6	3.0	3.0	1.9	0.1

3.10.1 Supuestos para la representación de las restricciones de reserva

3.10.1.1 Reserva Primaria

La Resolución de la CREG Numero 023, de febrero de 2001 establece las normas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia. En el artículo 4 de esta resolución están las bases para determinar la reserva de RPF, que la deben prestar todas las plantas despachadas centralmente en el SIN. El artículo 4 afirma que:

“Artículo 4º: Reserva Rodante, Banda Muerta y Estatismo. Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. [...]”

Así, un valor del 3% de la potencia instalada se considera en las unidades generadoras para que aporte reserva primaria.

3.10.1.2 Reserva Secundaria

A seguir está el listado de las unidades de generación que en 10 de julio de 2018 pueden realizar regulación secundaria y que se encuentran declaradas ante el CND. Estas son las centrales que son consideradas en el estudio como candidatas a aportar reserva secundaria al sistema colombiano.

Cuadro 7 – Centrales Hidroeléctricas que aportan reserva secundaria.

Nombre de las Centrales	Capacidad Instalada (MW)
URRA	338
GUATAPE	560
JAGUAS	170
SAN CARLOS	1240
LA TASAJERA	306
GUAVIO	1250

Nombre de las Centrales	Capacidad Instalada (MW)
PARAISO	276
LA GUACA	324
EL QUIMBO	396
CHIVOR	1000
BETANIA	540
ALTOANCHICAY	355
BAJOANCHICAY	74
CALIMA	132
SALVAJINA	285
MIEL I	396
PORCE III	700

3.10.2 Escenarios Hidrológicos en la Simulación Horaria

Para las simulaciones horarias, se seleccionaron 3 escenarios hidrológicos del histórico de escenarios: un escenario representativo del conjunto de 5% de los escenarios más húmedos, un escenario para representar los 5% escenarios más secos y un escenario que represente los 90% escenarios promedios. Para elegir los escenarios se utilizó como variable la energía natural afluente (ENA) del sistema de Colombia considerando una configuración estática, como se ilustra en la tabla en la secuencia.

Cuadro 8 – Selección de años seco, promedio y húmedo

Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico
1	61104	1992	28	86337	1957	56	94995	1994
2	65529	2015	29	86552	1993	57	95479	2012
3	69261	2016	30	86698	2004	58	96507	1988
4	70378	1958	31	88262	1998	59	96949	1963
5	72002	1997	32	88511	2005	60	97249	1982
6	72411	1980	33	88792	1945	61	97969	1952
7	72461	1977	34	89205	2017	62	98496	1951
8	73191	1991	35	89952	1946	63	101431	1943
9	74908	1987	36	90328	1960	64	101470	1954
10	75808	2001	37	90471	1979	65	101547	1942
11	76389	2002	38	90662	1939	66	101658	1970
12	79003	1983	39	90854	1986	67	101919	2006
13	80222	1990	41	91198	1967	68	103291	2007
14	81291	1985	42	91275	1973	69	103514	1996
15	81311	1959	43	91946	1947	70	106224	1984
16	81727	1961	44	92141	1949	71	108068	2000
17	82025	2013	45	92259	1969	72	108141	2010
18	82249	1965	46	92801	1940	73	108409	1974

Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	ENA (GWh)	Año Histórico
19	83034	1995	47	93185	1938	74	109021	1975
20	83501	2003	48	93239	1941	75	113904	1956
21	83587	1978	49	93326	1944	76	114129	1955
22	83637	2014	50	93345	1989	77	116040	1950
23	84833	1948	51	93454	1968	78	122284	2008
24	85527	1953	52	93460	1981	79	122865	1999
25	85623	1964	53	93609	1976	80	131480	1971
26	86066	2009	54	94085	1962			
27	86297	1966	55	94128	1972			

3.11 Resultados para las evaluaciones de expansión del sistema de Colombia

En esta sección se presentan los planes de expansión para el sistema colombiano para los escenarios analizados en el estudio. Los estudios de expansión se realizaron considerando un horizonte de largo plazo (2018 a 2030). Para el corto plazo (de 2018 hasta 2021) la expansión no fue optimizada, es decir, se consideraron la expansión ya programada (proyectos que ya se encuentran en fase de construcción o ya tienen autorización para entrada en servicio). En este horizonte ya se prevé el inicio de un cambio estructural en la matriz de electricidad de Colombia con entrada en servicio masiva de energías renovables variables como se ilustra en la secuencia.

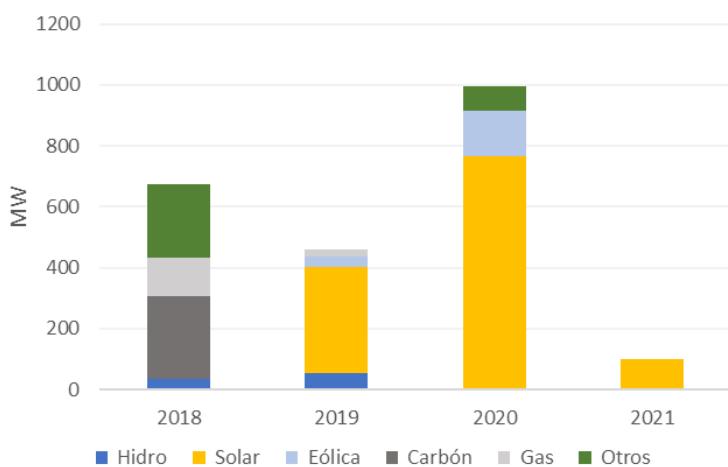


Figura 16 – Expansión de corto plazo en Colombia.

Tal como se ilustra, para estos próximos cuatro años están programadas las entradas en operación de 1,364 MW de centrales renovables variables (1,182 MW solares y 182 MW eólicas), aumentando de 0.6 para 13% la participación de ERVs en la capacidad instalada del sistema de Colombia (aumento de 24 veces la potencia instalada actual de ERVs en solamente 4 años).

En las próximas secciones se ilustrarán los resultados para los análisis de expansión del sistema de Colombia que también tienen como objetivo estimar las necesidades de los servicios complementarios necesarios en función de la grande penetración de ERVs.

3.11.1 Resultados para el escenario de referencia (escenario C)

El escenario C corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, con la entrada en operación de la central Pescadero en 2023, costos de inversión de referencia para proyectos renovables e inserción de referencia para la generación distribuida. En este escenario se utilizan precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares.

Cuadro 9 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario de referencia

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidroeléctrica	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	0	0	282	500	0	0
2023	0	609	600	0	0	35
2024	0	451	600	0	0	5
2025	0	80	0	0	0	0
2026	0	150	900	0	0	0
2027	0	195	300	0	0	0
2028	0	130	0	0	0	0
2029	0	400	0	0	0	0
2030	0	250	0	0	0	0

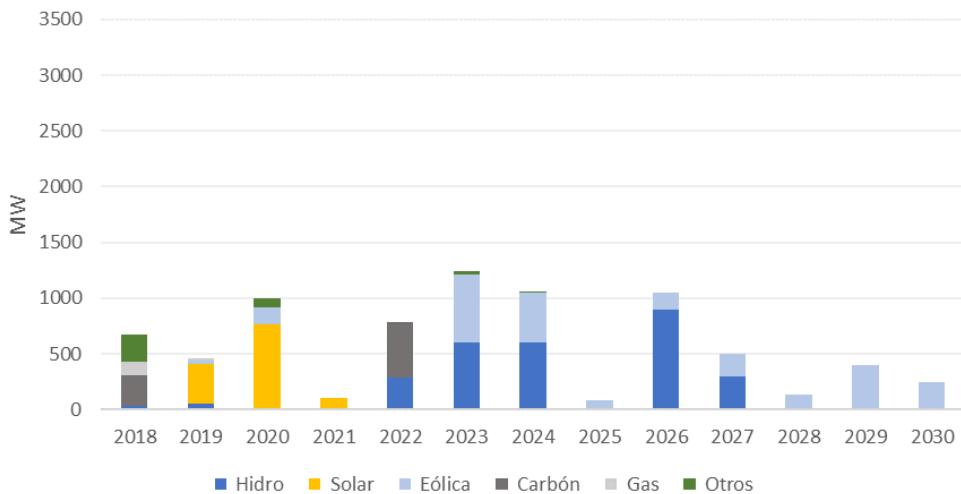


Figura 17 – Adición de capacidad por año – Escenario de Referencia.

Del resultado anterior, para el período posterior a 2022, se nota la grande penetración de la fuente eólica (+2,265 MW), que domina en conjunto con la fuente hidroeléctrica (+2,682 MW), la expansión prevista para el sistema de Colombia.

El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario C al final de 2030.

Cuadro 10 – Cap. Inst. – Escenario C – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	2,465
Solar	1,254
Carbón	1,838
Gas	4,064
Otros	547

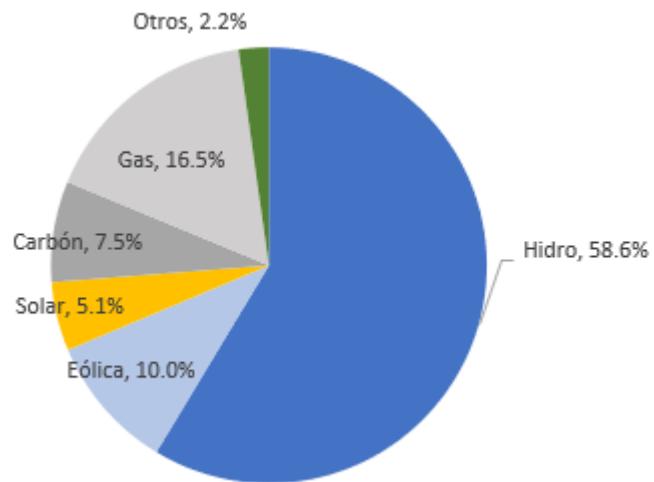


Figura 18 - Cap. Inst. – Escenario de Referencia (2030).

La figura en la secuencia muestra la evolución de la capacidad instalada del sistema colombiano por fuente/tecnología de producción.

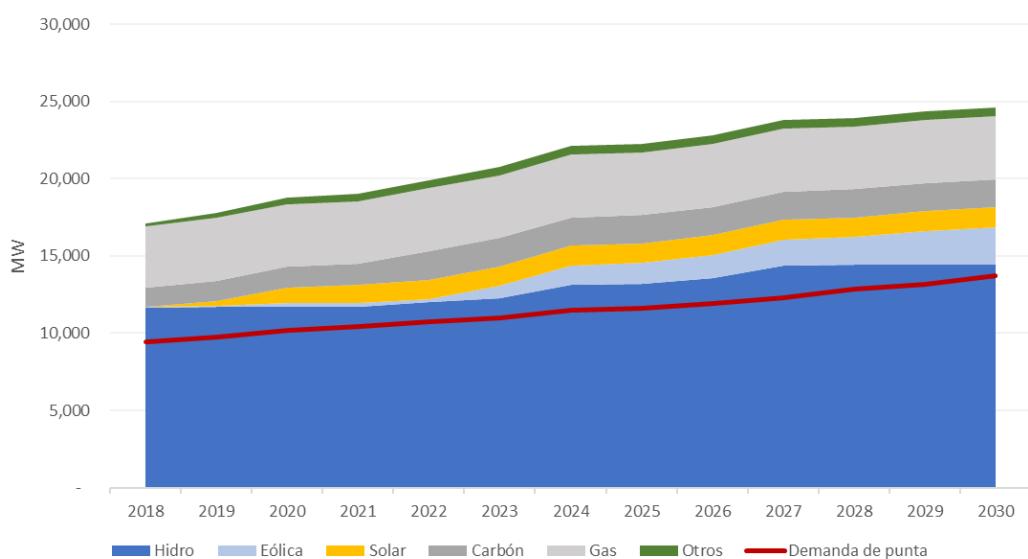
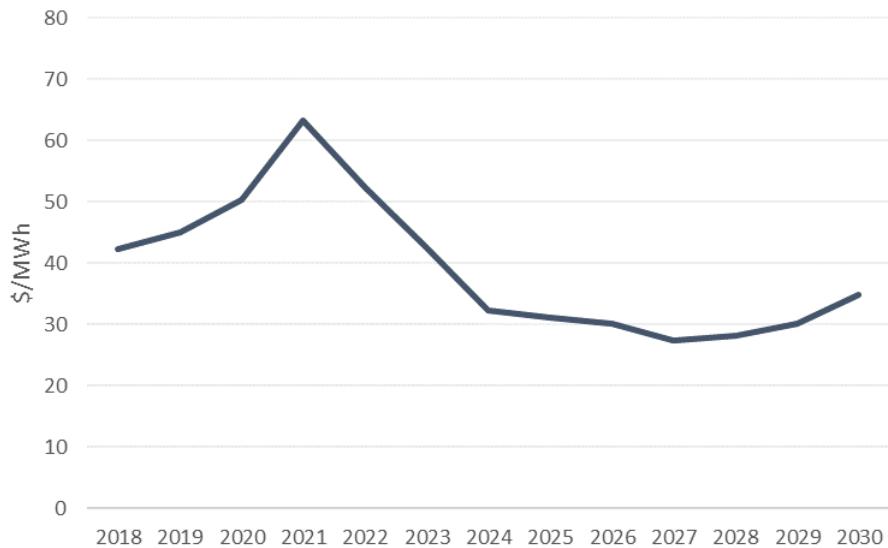


Figura 19 – Balance de Potencia por año – Escenario de Referencia.

Los resultados anteriores muestran nuevamente el crecimiento de la participación de las fuentes renovables variables en términos de capacidad en el sistema de Colombia.

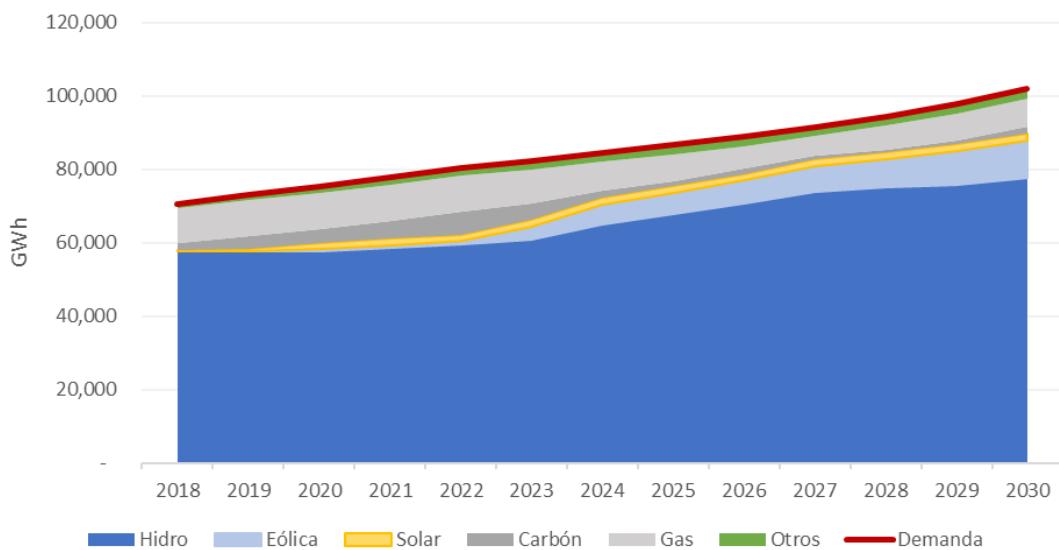
Resultados para las simulaciones operativas

La figura en la secuencia presenta las estimativas para los costos marginales de demanda en cada año de simulación.

**Figura 20 - Costos Marginales Anuales – Escenario de Referencia.**

Las estimativas para el costo marginal del sistema de Colombia para el corto plazo son crecientes, en función principalmente de la no entrada en operación de la central Pescadero/Ituango, cuya primera turbina estaba prevista para entrar en operación comercial en agosto de 2018. Para el mediano y largo plazo, las estimativas ya se ven afectadas por la grande inserción de fuentes renovables variables que, como mencionado, empiezan a entrar en operación con mayor intensidad ya en 2019.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

**Figura 21 – Balance demanda × generación – Escenario de Referencia.**

De los resultados de balance demanda × generación, se nota el expresivo aumento de la producción de fuente eólica a partir de 2023 con la conexión de la región de Guajira, al norte

del sistema colombiano. Un resultado de esta grande inserción de fuentes ERVs (solar en el horizonte de más corto plazo y eólicas para el mediano y largo plazo), aumentan los requerimientos para la reserva en giro, como será ilustrado en la secuencia.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para manejar con la imprevisibilidad de las fuentes renovables variables para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor.

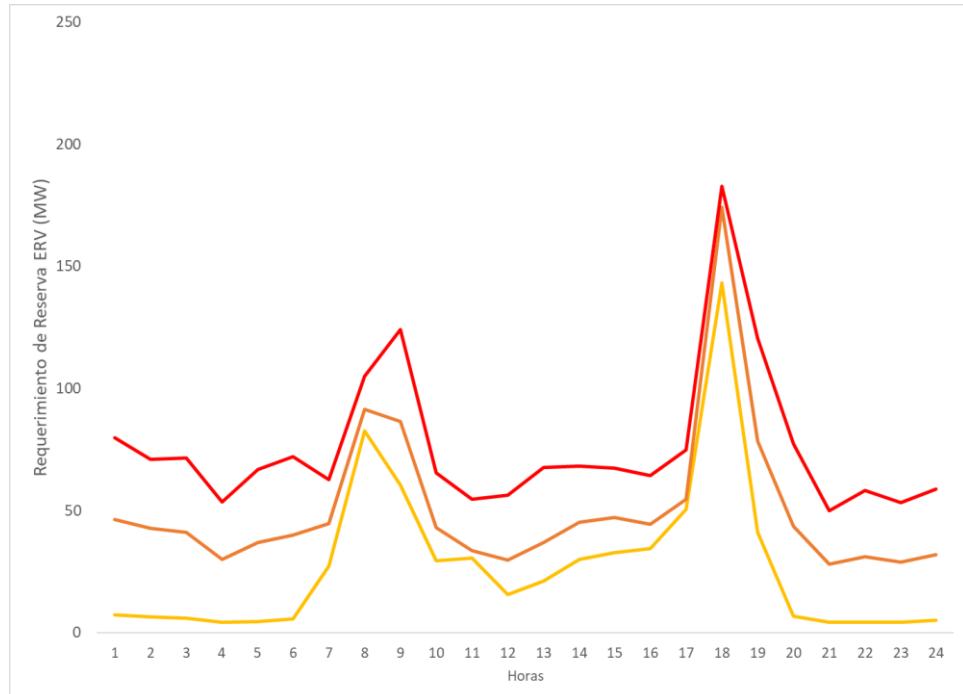


Figura 22 – requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Ya para el año 2021 se estiman los requerimientos de reserva operativa en un máximo de más de 150 MW⁵, requerimiento este que se concentra mayormente en las horas del amanecer y anochecer, función de la inserción solar considerable prevista para el corto plazo y las incertidumbres en la generación en estos dos períodos. Los requerimientos aumentan de forma progresiva para los años siguientes, ahora justificados por una mayor inserción de fuente eólica, cuyo requerimiento no está concentrado en las horas del amanecer y anochecer, como es el caso de la fuente solar.

Resultados horarios

En la secuencia se ilustran resultados para un balance energético diario – el promedio para las horas del mes de diciembre en 2025 y en 2030.

⁵ Los valores estimados para la reserva en giro debido a las fuentes ERVs son preliminares y serán reevaluados tan pronto se reciba información de medición sobre el desempeño de los proyectos eólicos de la Guajira.

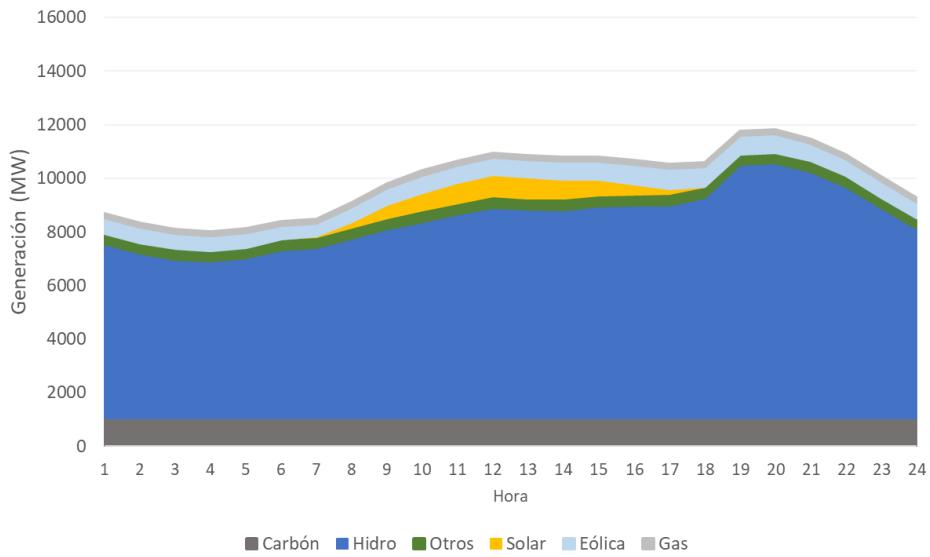


Figura 23 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

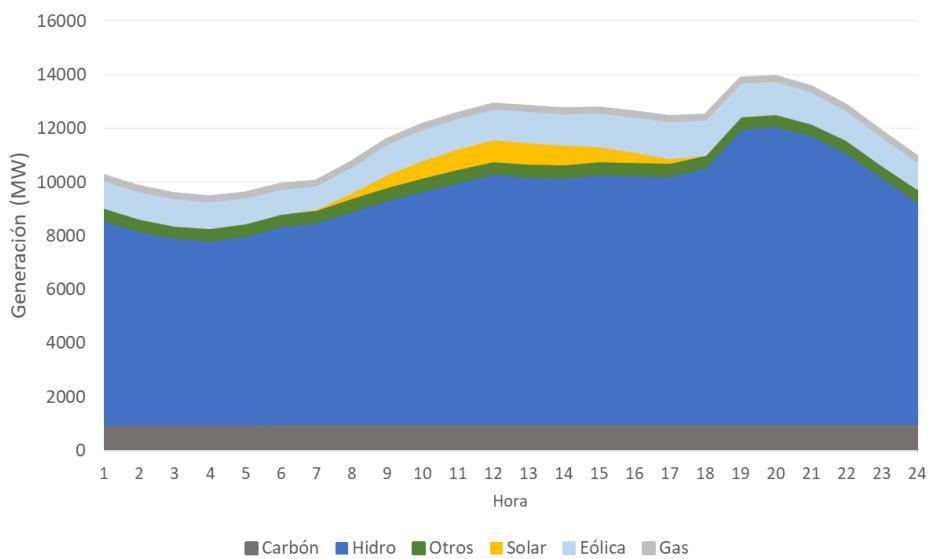


Figura 24 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

Comparando las dos graficas anteriores, se observa claramente un aumento de la generación eólica de 2025 a 2030, resultado directo da la inserción estimada para esta tecnología.

En la secuencia se ilustran las estimativas de costo marginal de la demanda, estimado como resultado de las simulaciones horarias, también para los años 2025 y 2030.

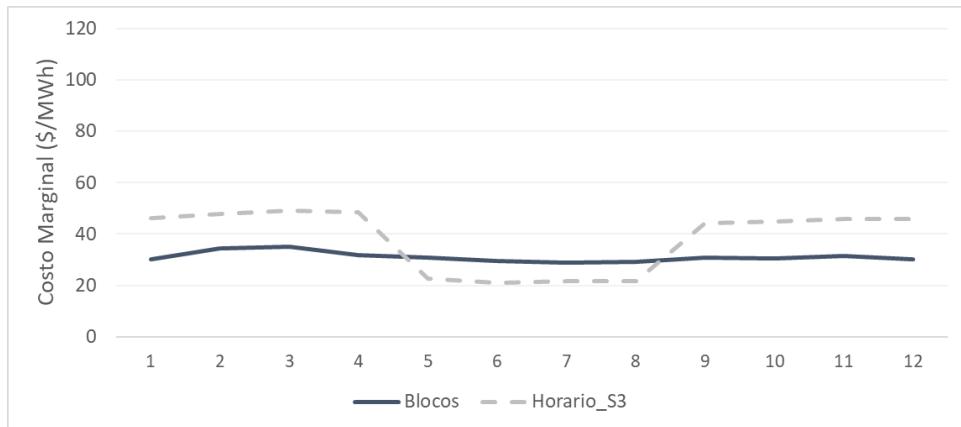


Figura 25 – Escenario de Referencia, Costos marginales horarios (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

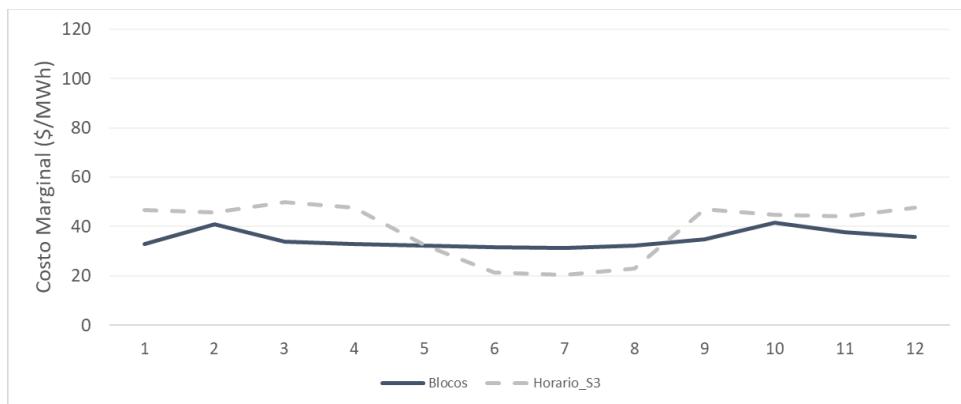


Figura 26 – Escenario de Referencia, Costos marginales horarios (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

Para ambos los años, se verifica que las estimativas horarias están bastante adherentes a las estimativas por bloques, evidenciando la grande capacidad de regulación del sistema hidroeléctrico colombiano que, de esta forma, se ve bastante capacitado para regular la variabilidad de la producción de las fuentes renovables variables.

3.11.2 Resultados para el escenario de demanda alta (escenario A)

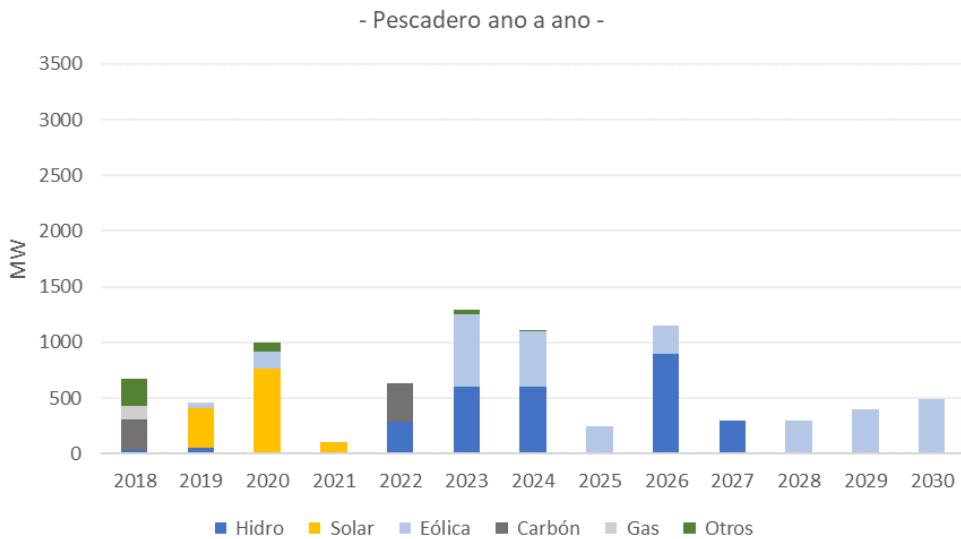
El escenario A corresponde al escenario de expansión con demanda alta, con entrada de las unidades de Pescadero a partir de 2023, considerando precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares e inserción de referencia para la generación distribuida.

El cuadro y la figura en la secuencia presentan el plan de expansión para este escenario (demanda alta).

Cuadro 11 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario de demanda alta.

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0

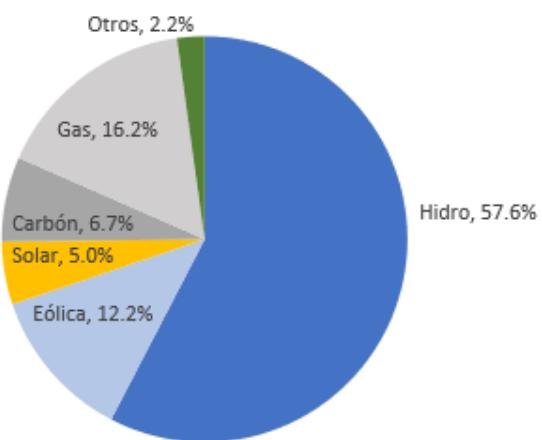
Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2022	0	0	282	350	0	0
2023	0	656	600	0	0	35
2024	0	504	600	0	0	5
2025	0	245	0	0	0	0
2026	0	250	900	0	0	0
2027	0	0	300	0	0	0
2028	0	299	0	0	0	0
2029	0	400	0	0	0	0
2030	0	492	0	0	0	0

**Figura 27 – Adición de capacidad por año – Escenario demanda alta.**

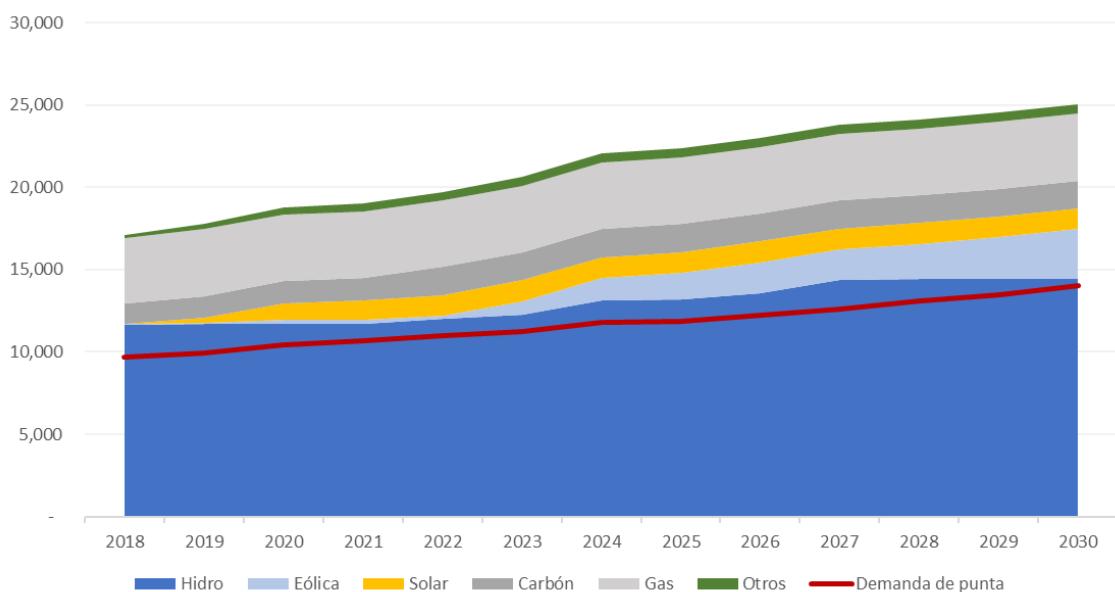
La comparación año a año de la expansión de la generación en los escenarios demanda alta y referencia permite concluir que, debido a la entrada de Pescadero, la expansión de la generación a largo plazo está compuesta básicamente por centrales eólicas. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario demanda alta, en fines de 2030.

Cuadro 12 – Cap. Inst. – Escenario A – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	3,046
Solar	1,254
Carbón	1,688
Gas	4,064
Otros	547

**Figura 28 - Cap. Inst. – Escenario demanda alta (2030).**

La figura en la secuencia presenta el resultado para la curva de balance de potencia del sistema de Colombia para el horizonte de planificación.

**Figura 29 – Balance de Potencia por año – Escenario demanda alta.**

Como resultado del balance de potencia, se nota también para el escenario de demanda alta el aumento expresivo de la participación de las fuentes renovables variables al largo del horizonte de planificación.

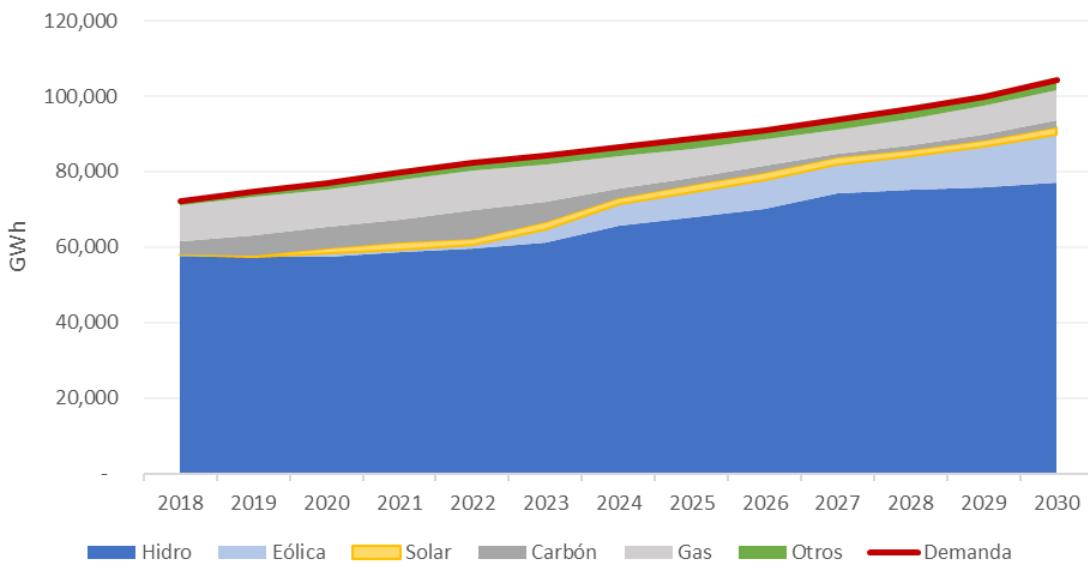
Resultados para las simulaciones operativas

La imagen en la secuencia presenta los costos marginales de demanda en cada uno de los años de simulación.

**Figura 30 - Costos Marginales Anuales – Escenario demanda alta.**

Los resultados para las estimativas de los costos marginales muestran una reducción significativa en el corto y largo plazo debido a la entrada en operación de centrales con menor costo operativo, como eólicas y solares, además de Pescadero.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

**Figura 31 – Balance de Generación – Escenario demanda alta.**

Del balance de generación, se destaca el aumento progresivo de la participación de las fuentes renovables no convencionales (solar a partir de 2019 y eólicas a partir de 2023 con la conexión de Guajira al SIN). También es importante notar el aumento de la participación de la fuente hidroeléctrica en la composición de la matriz con la entrada en servicio de Pescadero/Ituango

a partir de 2023. Por fin, es interesante remarcar la reducción de la generación con base carbón, también a partir de 2023, reemplazada por fuentes de producción renovables.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para el escenario demanda alta, para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor.

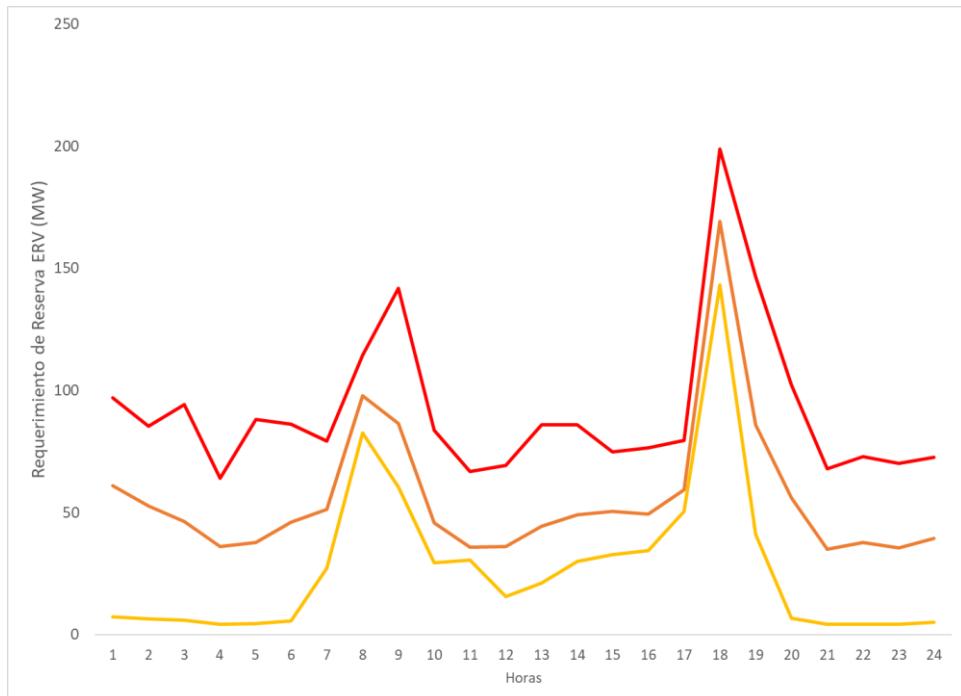


Figura 32 – Escenario demanda x alta. Requerimientos de reserva para la imprevisibilidad de las ERVs.

Hasta 2021 los requerimientos de reserva en giro son los mismos para el caso anterior, en función de que la expansión de corto es la misma para todos los casos.

Para los años subsecuentes, los requerimientos aumentan de forma progresiva para los años siguientes, justificados por una mayor inserción de fuente eólica, cuyo requerimiento no está concentrado en las horas del amanecer y anochecer, como es el caso de la fuente solar, alcanzando casi 200 MW⁶ para la reserva operativa del sistema Colombia.

Resultados horarios

Las figuras en la secuencia ilustran el balance demanda x generación para diciembre 2025 y 2030.

⁶ Los valores estimados para la reserva en giro debido a las fuentes ERVs son preliminares y serán reevaluados tan pronto se reciba información de medición sobre el desempeño de los proyectos eólicos de la Guajira.

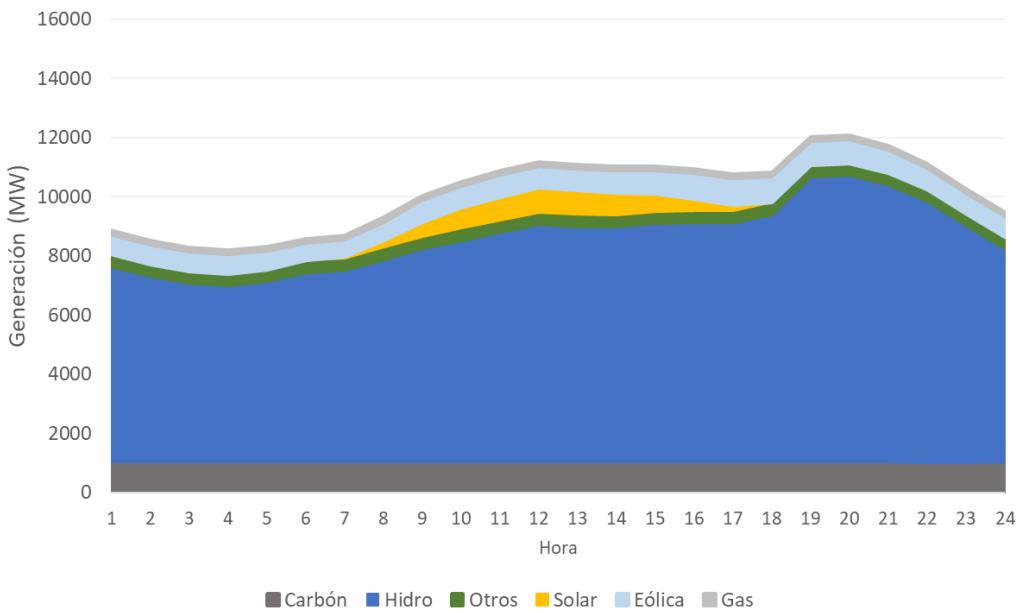


Figura 33 – Demanda Alta – Diciembre 2025, Hidrología Promedia

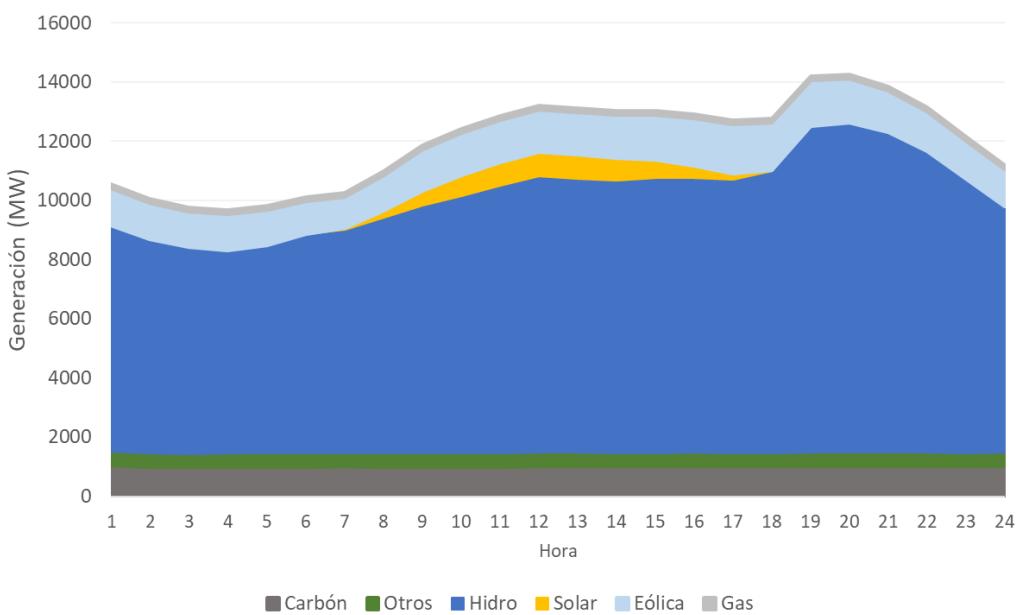


Figura 34 – Demanda Alta – Diciembre 2030, Hidrología Promedia

Una vez más se nota, comparando las dos figuras anteriores, el aumento expresivo de la participación de la fuente eólica en la matriz de electricidad del sistema colombiano.

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados para los estimados de costo marginal de la demanda, cuando calculados como resultado de una simulación agregada por bloques y de la simulación horaria.

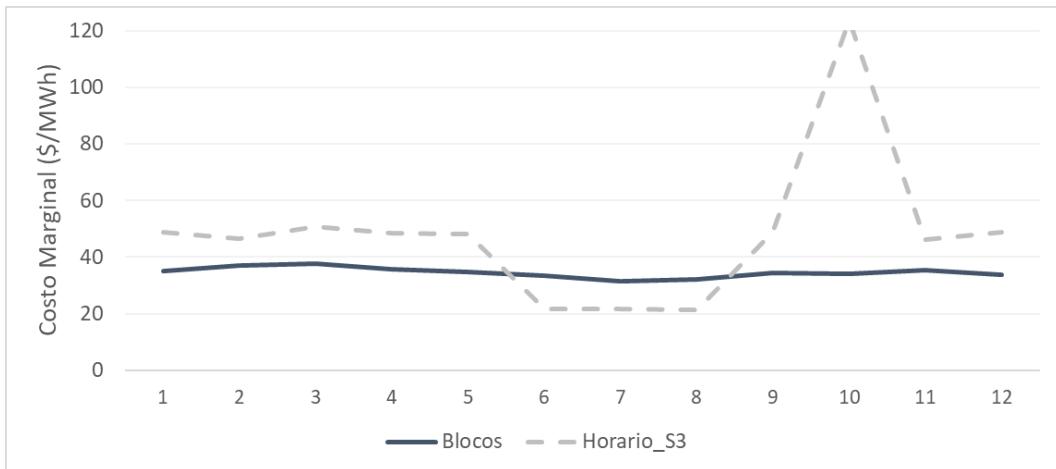


Figura 35 – Costos marginales horarios, Diciembre 2030, Hidrología Promedia

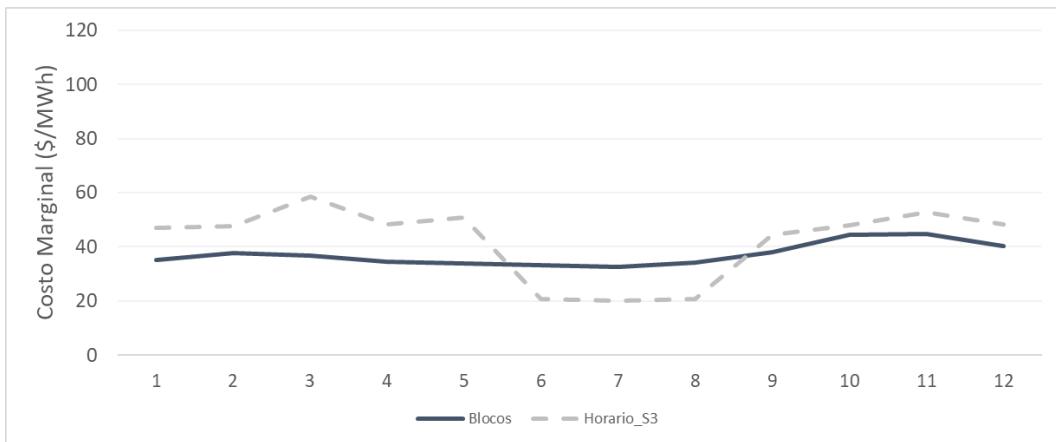


Figura 36 – Costos marginales horarios, Diciembre 2030, Hidrología Promedia

Se concluye, con base en los valores presentados en las dos figuras anteriores que el costo marginal para la demanda, para el escenario demanda alta, que las estimativas horarias presentan una buena adherencia a los valores estimados agregando la demanda horaria en bloques de la curva de carga, excepto para el mes de octubre de 2025 cuando se estima un aumento de los costos marginales.

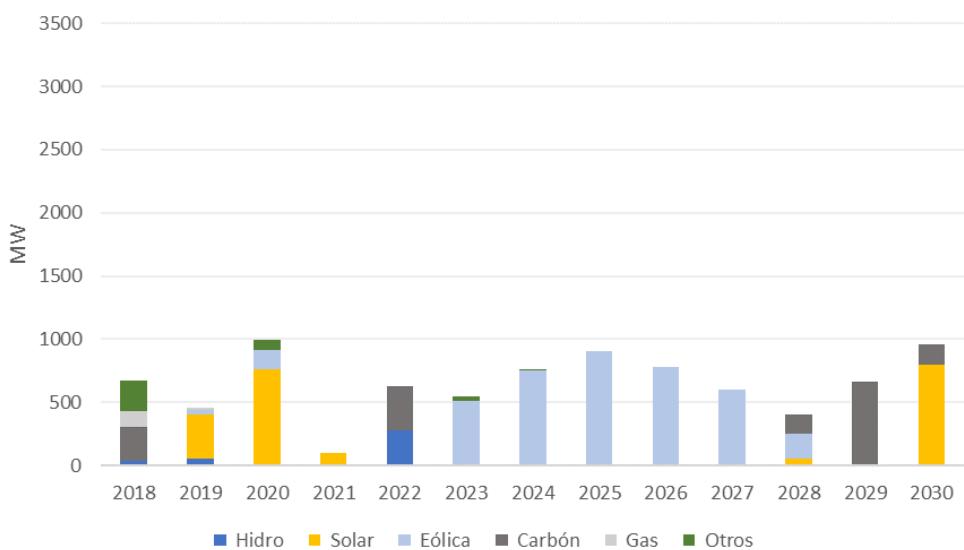
3.11.3 Resultados para el escenario sin Pescadero/Ituango (escenario B)

El escenario B corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, sin la entrada en operación de la central Pescadero en el horizonte de estudio (dada la incertidumbre de entrada de la planta), costos de inversión de referencia para los proyectos renovables e inserción de referencia para la generación distribuida.

Los valores para el plan óptimo de expansión se ilustran, por fuente/tecnología, en el cuadro y figura en la secuencia.

Cuadro 13 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario sin Pescadero

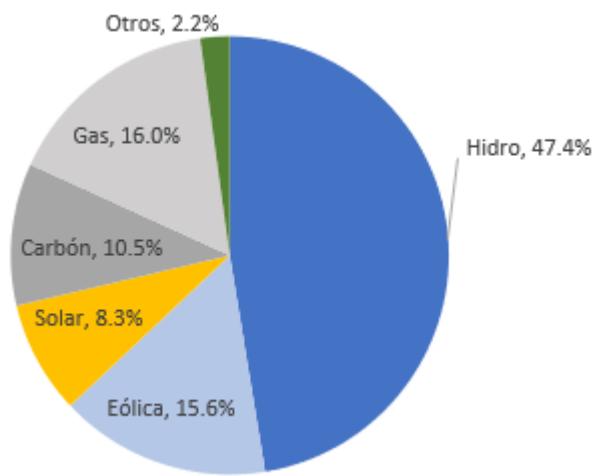
Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	0	0	282	350	0	0
2023	0	510	0	0	0	35
2024	0	750	0	0	0	5
2025	0	906	0	0	0	0
2026	0	780	0	0	0	0
2027	0	599	0	0	0	0
2028	57	200	0	150	0	0
2029	0	0	0	660	0	0
2030	800	0	0	160	0	0

**Figura 37 – Adición de capacidad por año – Escenario sin Pescadero.**

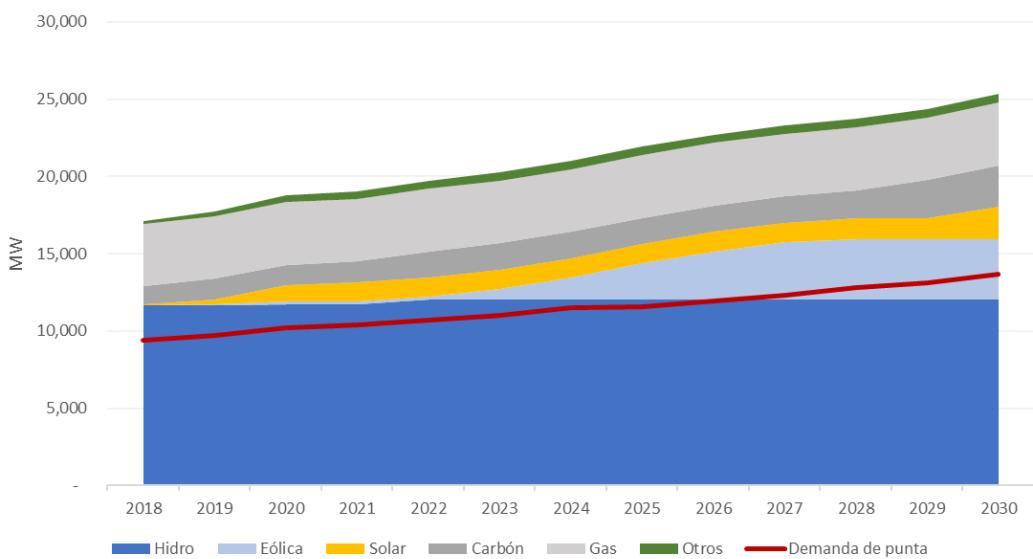
De los resultados anteriores, se concluye que para el escenario sin Ituango la inserción de centrales renovables será todavía mayor, dado que 2,400 MW de la central no entrarían en operación. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario sin Pescadero en diciembre de 2030.

Cuadro 14 – Cap. Inst. – Escenario B – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	12,015
Eólica	3,945
Solar	2,111
Carbón	2,658
Gas	4,064
Otros	547

**Figura 38 - Cap. Inst. – Escenario sin Pescadero (2030).**

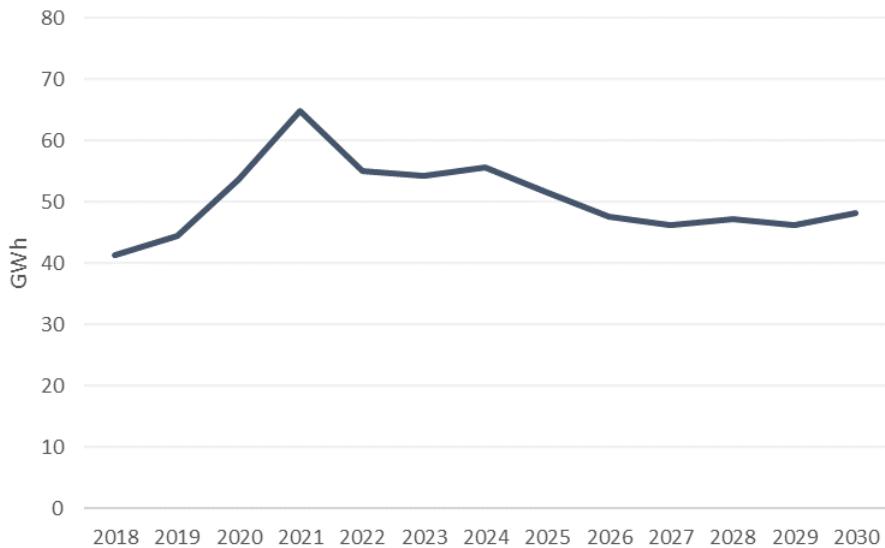
La figura en la secuencia muestra la evolución del mercado colombiano con la entrada en operación de las expansiones previstas.

**Figura 39 – Balance de Potencia por año – Escenario sin Pescadero.**

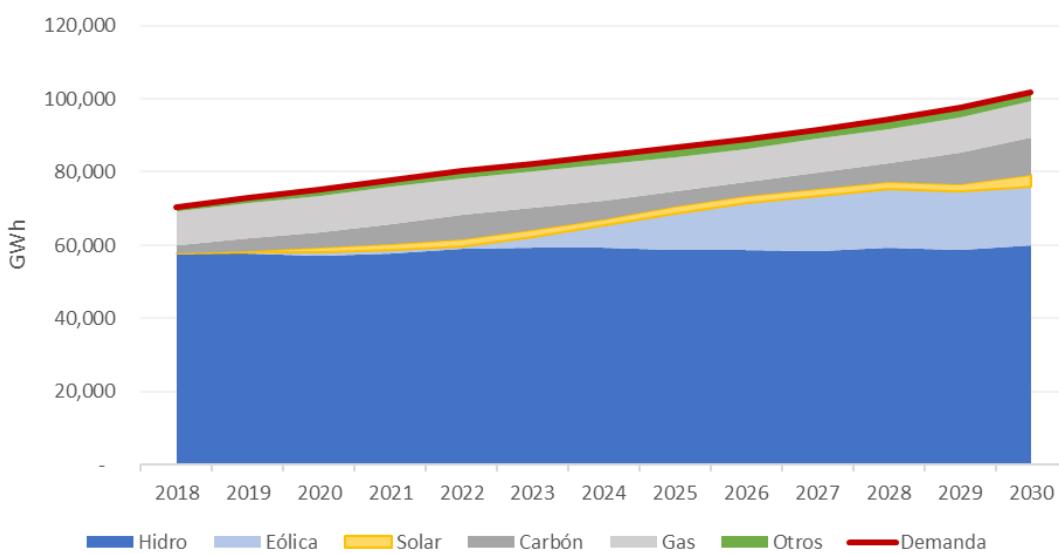
De la figura anterior, se nota que la participación hidroeléctrica, que se presentaba creciente, aparece constante en el presente escenario. La NO entrada en servicio de los 2,400 MW de la central Pescadero (a partir de 2023) aumenta aún más, para el presente escenario, la inserción de centrales renovables variables (eólicas principalmente).

Resultados para las simulaciones operativas

La figura en la secuencia presenta los costos marginales de demanda en cada año de simulación.

**Figura 40 - Costos Marginales Anuales – Escenario sin Pescadero.**

Tal como en los resultados anteriores, las estimativas para el costo marginal de la demanda se incrementan en el corto plazo, en función de la no entrada en operación de Pescadero (a fines de 2018). Para el mediano y largo plazo, también para el presente escenario, se estima una reducción para el costo marginal de la demanda (reducción no tan significativa como la estimada para el escenario de referencia). La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

**Figura 41 – Balance de Generación – Escenario sin Pescadero.**

Del resultado anterior se verifica una vez más la grande inserción prevista para las centrales renovables (eólicas).

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para manejar con la imprevisibilidad de las fuentes renovables variables para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor para el escenario sin Pescadero.

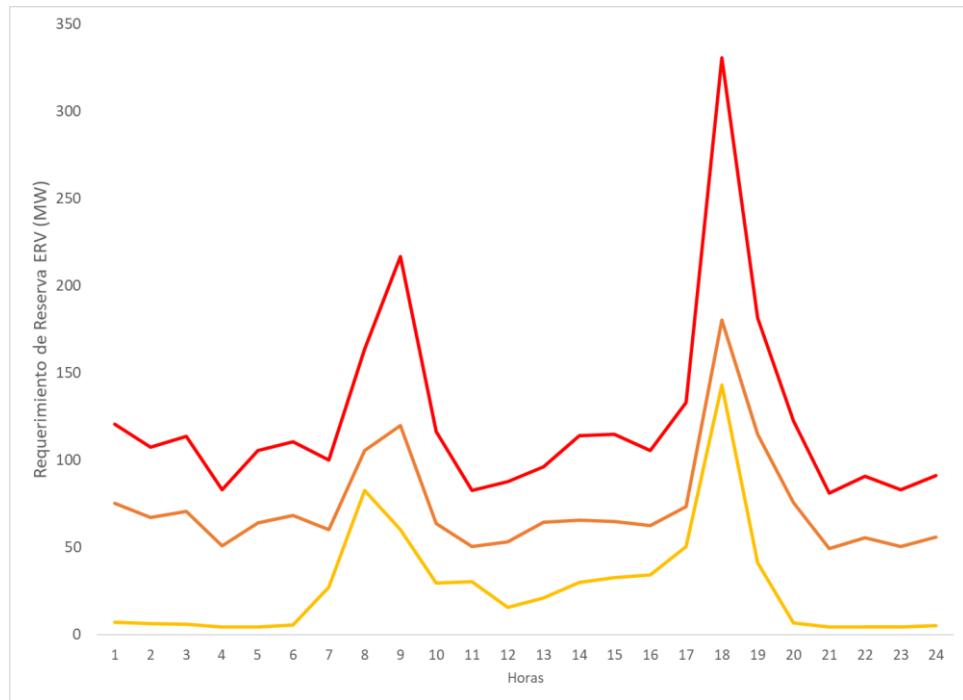


Figura 42 – requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Por los valores presentados anteriormente, se estima que el requerimiento de reserva en giro puede llegar a casi 350 MW⁷ hasta 2030, en función de la masiva inserción prevista de centrales renovables variables. Caso se puede ver, también para este caso el requerimiento se caracteriza por concentrarse en las horas de amanecer y anochecer, horas que se ven más influenciadas por la imprevisibilidad de la producción de solares fotovoltaicas.

Resultados horarios

Se presenta en la secuencia el resultado para el balance demanda × generación para el mes diciembre para los dos años de interés, el 2025 y el 2030.

⁷ Los valores estimados para la reserva en giro debido a las fuentes ERVs son preliminares y serán reevaluados tan pronto se reciba información de medición sobre el desempeño de los proyectos eólicos de la Guajira.

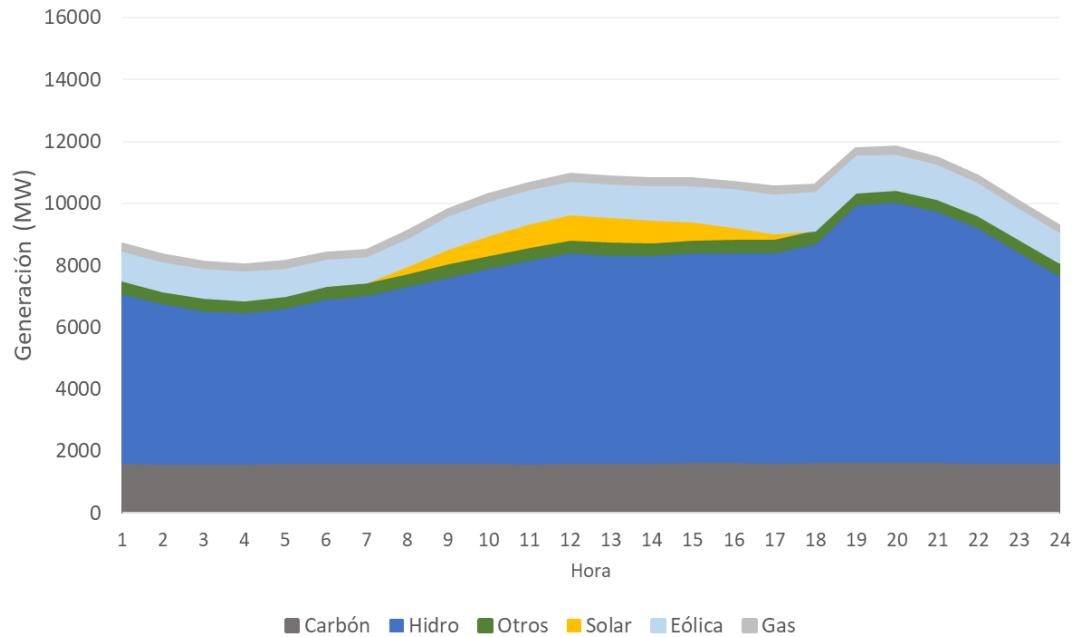


Figura 43 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

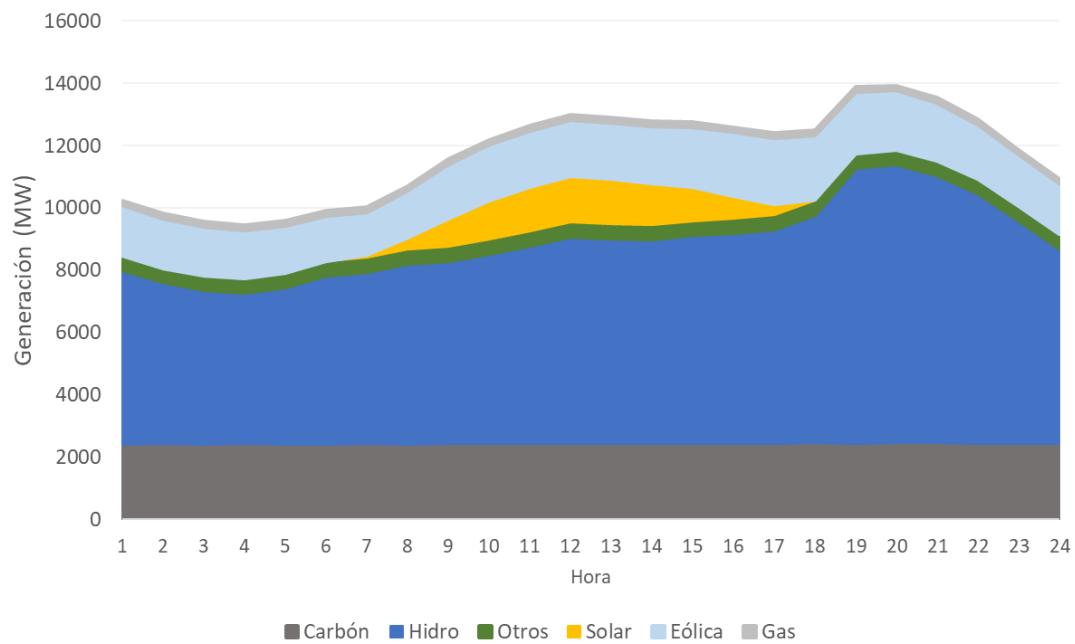


Figura 44 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

Tal como en los casos anteriores, comparando las curvas para 2025 y 2030, se estima un aumento significativo para la participación de la fuente eólica en la matriz de suministro de la demanda.

Las figuras en la secuencia ilustran las estimativas para el costo marginal de operación (demanda).

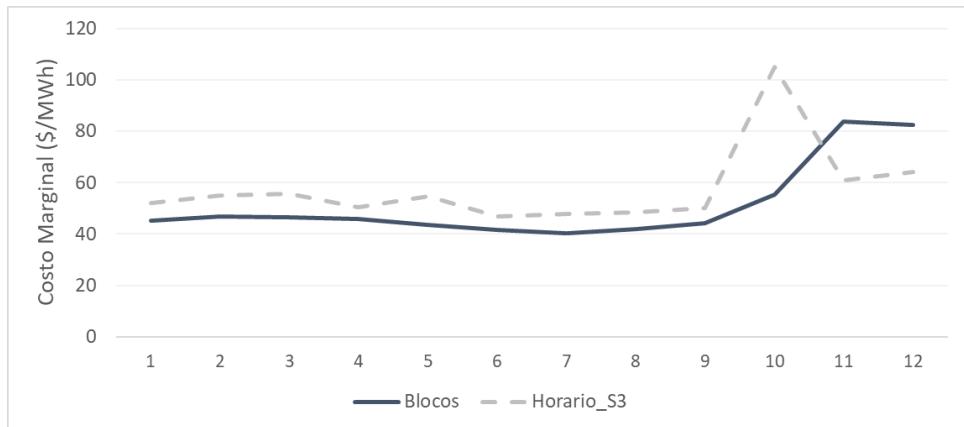


Figura 45 – Escenario sin Pescadero, Costos marginales horarios (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

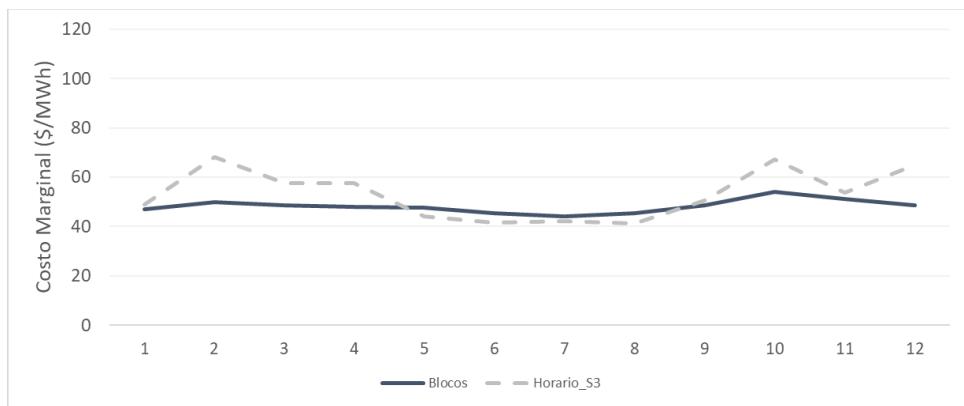


Figura 46 – Escenario sin Pescadero, Costos marginales horarios (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

Comparando los valores anteriores se concluye que las estimativas para el costo marginal promedio mensual, evaluadas por el modelo por bloques están bien representadas en el modelo en que la demanda se representa de la forma agregada.

3.11.4 Resultados para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida (escenario D)

El escenario D corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia considerando elevada penetración de generación distribuida. Además, en este escenario, se considera la entrada en operación de la central Pescadero en 2023 y se utilizan precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares.

Los resultados relativos a la expansión del escenario D están en desarrollo, en función de que la información para representar la inserción agresiva para la generación distribuida fue enviada recientemente y está todavía en revisión por parte de los consultores.

3.11.5 Resultados para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables (escenario E)

El escenario E corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, con la entrada en operación de la central Pescadero en 2023, precios bajos de inversión para los

candidatos eólicos y solares e inserción de referencia para la generación distribuida. En la secuencia se presentan los resultados pronosticados para la expansión de este escenario – escenario de precios bajos de inversión para renovables.

Cuadro 15 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario precios bajos renovables.

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	1060	0	282	350	0	0
2023	0	0	600	0	0	35
2024	0	606	600	0	0	5
2025	400	529	0	0	0	0
2026	260	270	900	0	0	0
2027	0	250	300	0	0	0
2028	0	400	0	0	0	0
2029	40	200	0	0	0	0
2030	313	80	0	0	0	0

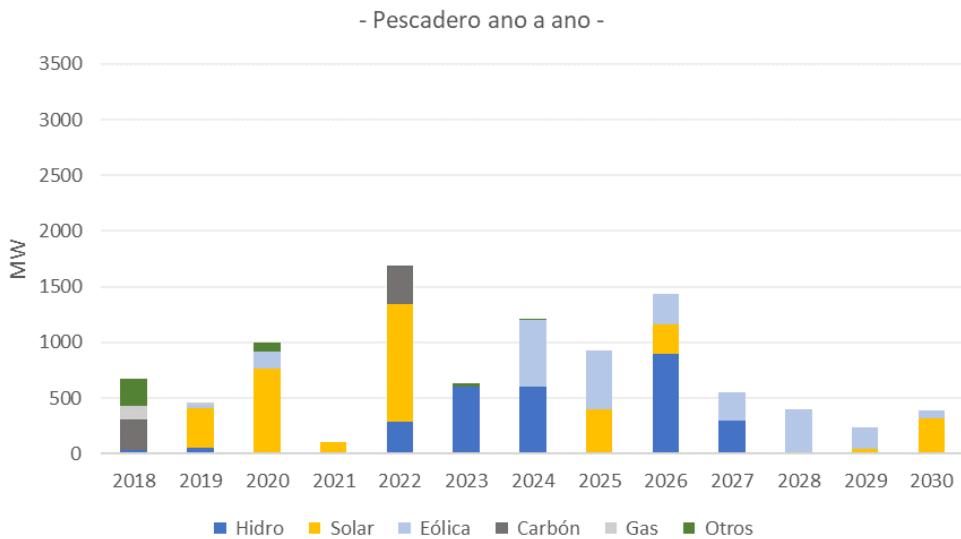
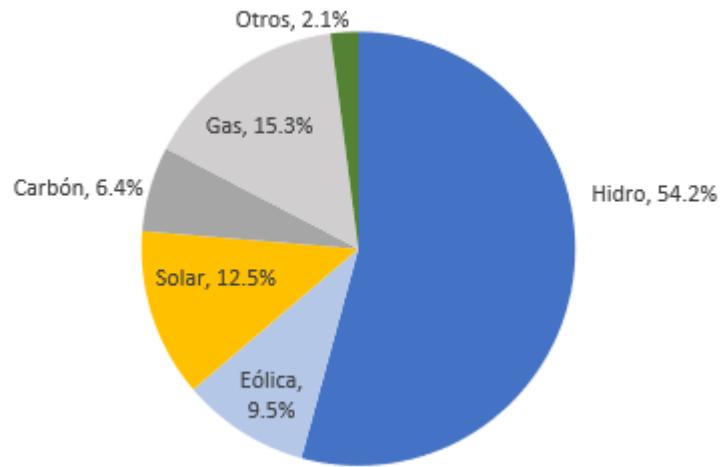


Figura 47 – Adición de capacidad por año – escenario precios bajos renovables.

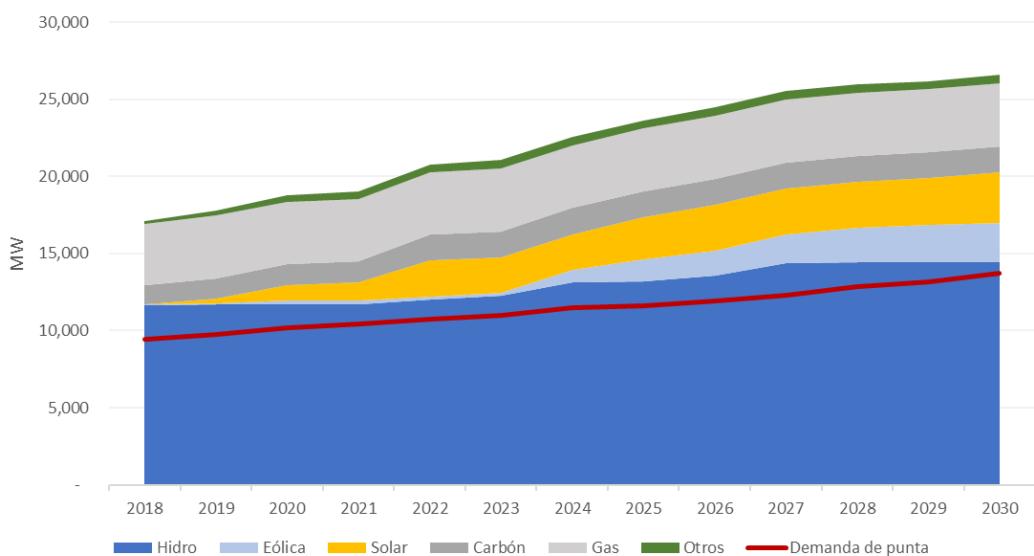
Del resultado anterior se destaque que, para este escenario, la expansión de largo plazo no es exclusivamente con base en la fuente eólica, dado que se prevén la entrada en servicio de una cantidad significativa de centrales solares. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario E en diciembre de 2030.

Cuadro 16 – Cap. Inst. – Escenario E – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	2,535
Solar	3,327
Carbón	1,688
Gas	4,064
Otros	547

**Figura 48 - Cap. Inst. – escenario precios bajos renovables (2030)**

La evolución de la potencia instalada al largo del horizonte de planificación es el tema de la próxima figura.

**Figura 49 – Balance de Potencia por año – escenario precios bajos renovables.**

De los resultados presentados en la figura anterior, se concluye que la reducción del precio de inversión para centrales ERVs, caracterizadas en este escenario, hace con que la tecnología solar sea más atractiva que otros tipos de tecnología. Por lo tanto, el escenario de precio bajo para las centrales ERVs, en comparación a los demás, es lo que posee una participación más grande de centrales solares en la matriz energética colombiana en diciembre de 2030; la fuente solar podrá llegar a casi 5,000 MW de fuente solar y 10,000 MW de fuente eólica.

Resultados para las simulaciones operativas

El escenario precio bajo para las renovables corresponde al escenario con demanda media, con entrada de las unidades de Pescadero a partir de 2023, considerando precios bajos de inversión de centrales eólicas y solares para el análisis de la expansión de la generación en el sistema colombiano. En la imagen a seguir son presentados los costos marginales de demanda en cada año de la simulación.

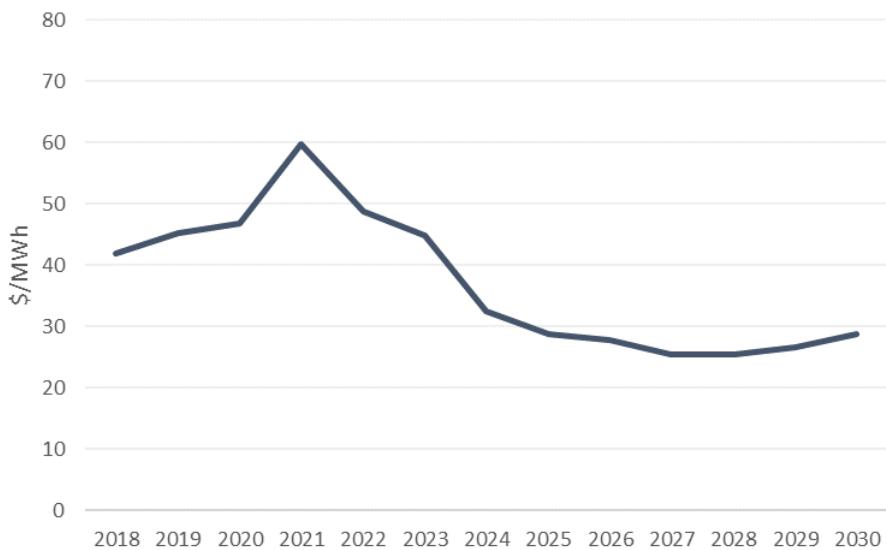


Figura 50 - Costos Marginales Anuales – escenario precios bajos renovables.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

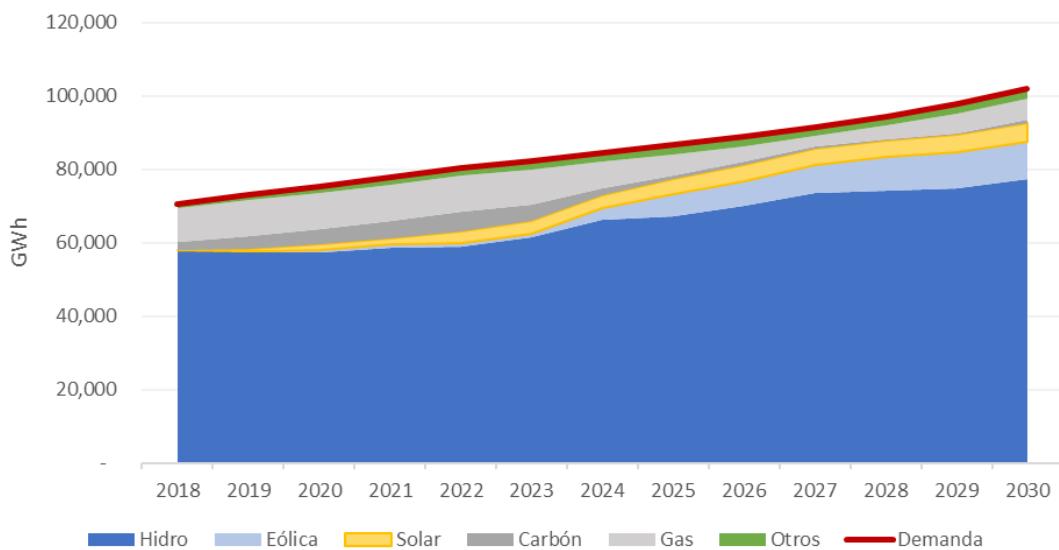


Figura 51 – Balance de Generación – escenario precios bajos renovables.

De la figura anterior, diferente de los otros escenarios, se nota que la participación solar para el suministro de la demanda pronosticada es progresivamente creciente con los años del horizonte de planificación.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para el caso precios bajos de inversión para centrales renovables, estimados para los años 2021, 2025 y 2030).

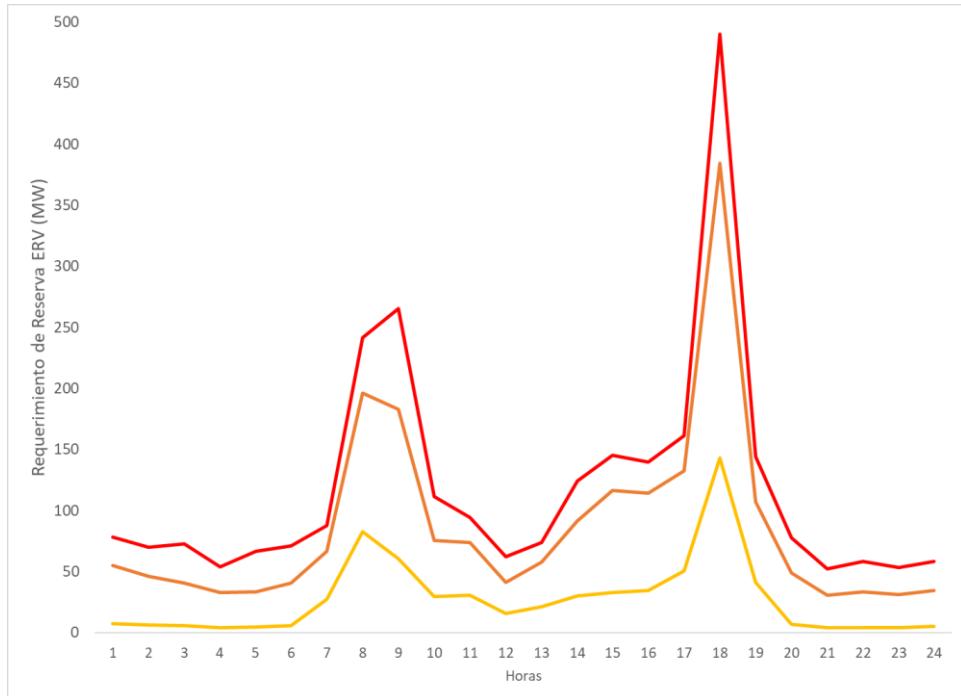


Figura 52 – requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Los resultados para el corto plazo (hasta el año 2021) son los mismos para los casos anteriores, pues la expansión es la misma. Sin embargo, para el mediano y largo plazo este requerimiento gaña una aun mayor importancia que en los casos anteriores, dado que los “picos” de requerimiento de reserva en giro pasan de los 250 MW en el amanecer y alcanzan casi 500 MW⁸ durante el anochecer.

Resultados horarios

La figura en la secuencia ilustra los resultados para el despacho de un día típico (el promedio de todos los días) del mes e enero, para los años 2025 y 2030.

⁸ Los valores estimados para la reserva en giro debido a las fuentes ERVs son preliminares y serán reevaluados tan pronto se reciba información de medición sobre el desempeño de los proyectos eólicos de la Guajira.

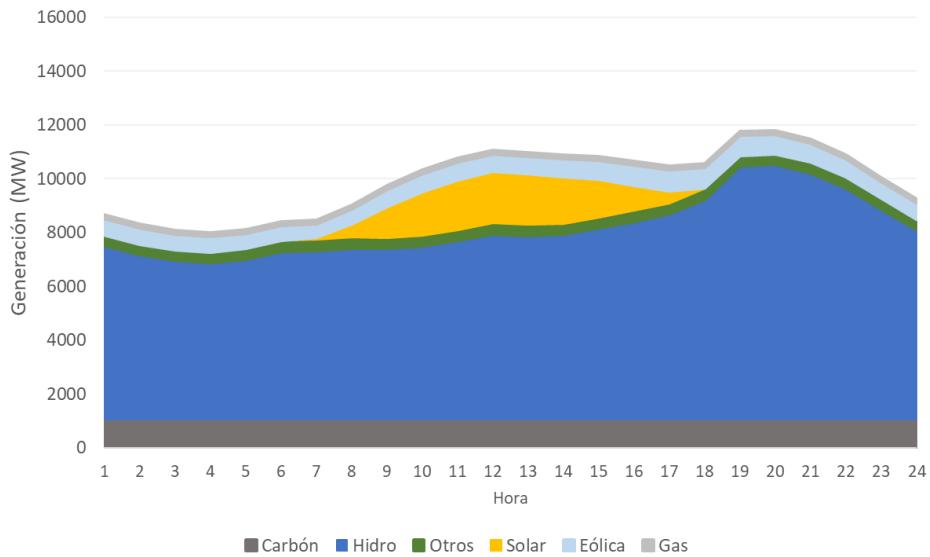


Figura 53 – escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

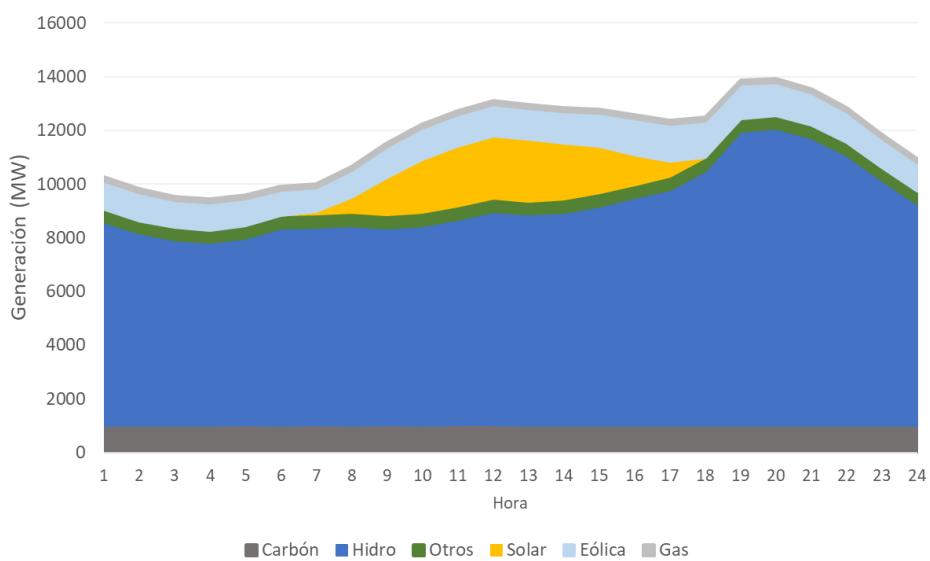


Figura 54 – escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

Comparando las dos figuras anteriores con los resultados de despachos diarios para los años 2025 y 2030, se nota claramente una mayor participación solar en la matriz-tipo para el mes de enero.

En la secuencia se presentan los resultados para el costo marginal horario, agregado mensualmente, comparando con las estimativas por bloques.

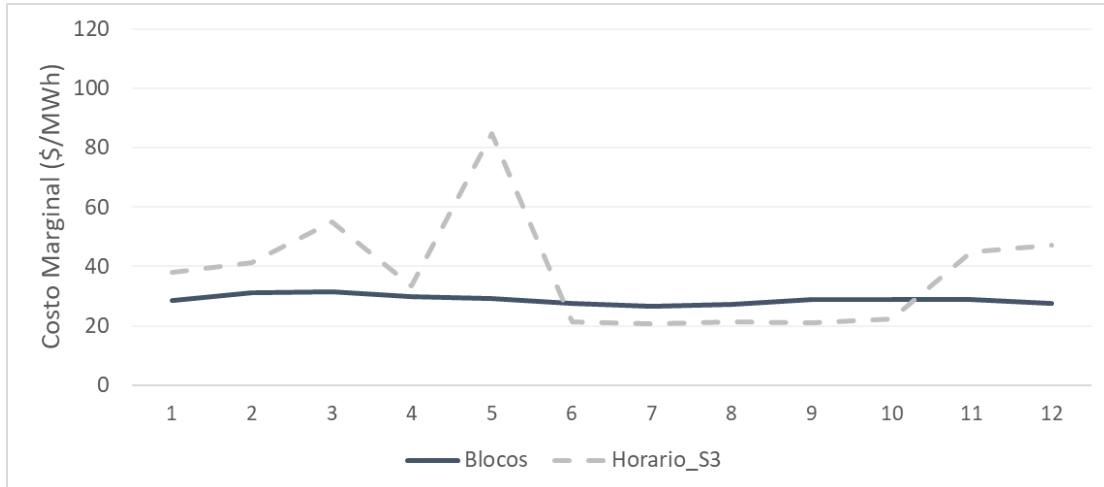


Figura 55 – escenario precios bajos renovables, Costos marginales horarios (Diciembre 2025, Hidrología Promedia).

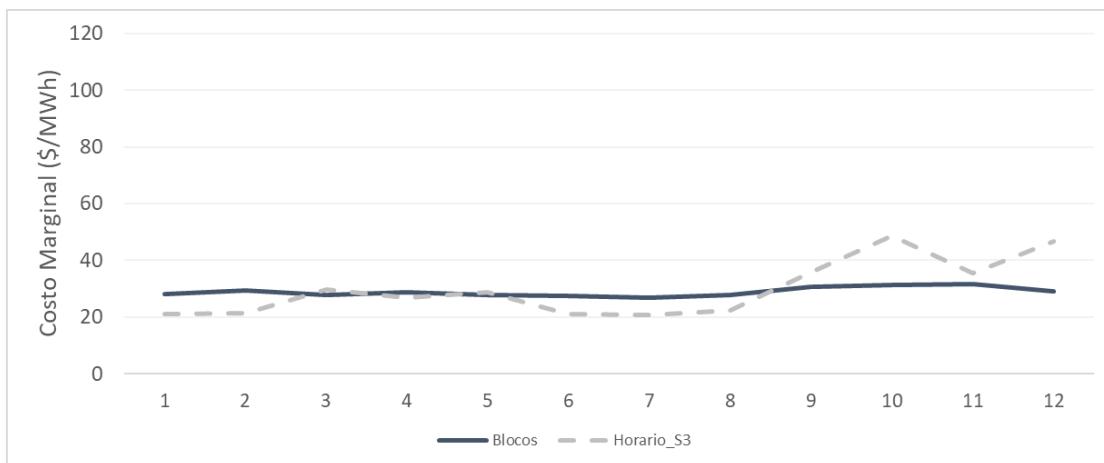


Figura 56 – escenario precios bajos renovables, Costos marginales horarios (Diciembre 2030, Hidrología Promedia).

De los resultados anteriores se concluye que la representación horaria para el sistema de Colombia está coherente con la representación por bloques, con la demanda agregada.

3.12 Conclusiones

Se comentan a continuación las conclusiones preliminares sobre los análisis del SIN para considerar nuevos desarrollos en fuentes renovables variables.

- Tomando como base el criterio de minimización de los costos de inversión, operación y confiabilidad de suministro, se proyecta que el vector más importante para la expansión a largo plazo del Sistema Interconectado de Colombia serán fuentes de energía renovable variable (eólicas y solares). En los estudios de expansión, la capacidad instalada de ambas tecnologías está en el intervalo de 3,000 MW (escenario de referencia) y 6,000 MW (escenario sin Pescadero/Ituango hasta 2030, dada la incertidumbre de entrada de la planta);

- Una conclusión importante de los estudios de expansión es que se confirma que las fuentes renovables variables serán, para el sistema de Colombia, las opciones más competitivas para la expansión. Se estima que la participación de fuentes renovables variables en el suministro de la demanda crezca de los 0.1% actuales para de 12 a 19% a 2030, dependiendo del escenario considerado;
- La mayor inserción de plantas ERV, asociadas a la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango, proporcionará una reducción de la participación de fuentes fósiles en la matriz de electricidad de los 16% actuales para menos de 10% a 2030, excepto para el escenario sin Pescadero/Ituango en que se estima que la participación de térmicas pasaría a 20%;
- Los requerimientos de reserva se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y la estimación probabilística y dinámica pasa a ser un tema de gran importancia para el manejo eficiente de la incertidumbre en el pronóstico de generación ERV. Los valores estimados por el consultor para esta componente de la reserva operativa alcanzan casi 500 MW para el caso de precio bajo para la inversión en centrales renovables variables.

4 ALTERNATIVAS REGULATORIAS PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En esta sección y de acuerdo a la metodología y cronograma propuesto para este trabajo, se definen alternativas regulatorias para diseñar un mercado de Servicios Complementarios (SSCC). Para ello se propone un conjunto de principios que deberían guiar el diseño de un mercado de SSCC en Colombia; un proceso de diseño de mercado que primero concuerde con este conjunto de principios rectores y luego implementa un diseño que es consistente con estos principios tiene mayor probabilidad de producir resultados que beneficien a los consumidores y productores de electricidad en Colombia. Como primer paso entonces, se proponen los principios rectores para luego en el segundo paso presentar la formulación de los detalles del diseño de mercado en función de su coherencia con estos principios, para cada alternativa seleccionada.

4.1 Objetivos y principios de mercado

Resumimos los tres objetivos generales de diseño del mercado, los que también fueron analizados en detalle en los dos informes 1 y 2 anteriores, y que corresponden a:

- **Objetivo A:** dimensionar adecuadamente los SSCC que se requieren, identificando claramente el origen de ellos (contingencia, variabilidad de la generación y el consumo, perfil de tensión, etc.), con especial énfasis en los nuevos requerimientos asociados a energía renovable intermitente y definir esquema regulatorio que permita que ellos se suministren a un nivel aceptable de confiabilidad durante todas las horas del año y al menor costo para los usuarios.
- **Objetivo B:** Promover en el tiempo la oferta suficiente y de calidad para otorgar los SSCC, asegurando su adecuada expansión en el mediano y largo plazo, principalmente a través de señales de eficiencia tanto técnicas como económicas. Ello conlleva a que necesariamente los prestadores de estos servicios puedan recuperar anualmente todos sus costos de proveerlos.
- **Objetivo C:** Determinar la correcta asignación a los pagadores de los SSCC, en donde debe primar el principio básico de que el que causa paga

El primer objetivo es proporcionar la energía que demandan los consumidores y los servicios auxiliares necesarios para suministrarla al menor costo posible. El segundo objetivo reconoce que una restricción a largo plazo para alcanzar el primer objetivo es la viabilidad financiera de los proveedores. Si estos proveedores no pueden recuperar el costo total (incluido el retorno del capital invertido) de proporcionar cada servicio demandado, ellos saldrán de la industria y el primer objetivo no se cumplirá. Por su parte, los consumidores exigen un nivel mínimo de confiabilidad de suministro para su electricidad, de modo que tanto el objetivo de minimizar lo que los consumidores pagan por su electricidad como la restricción de que los proveedores obtengan ingresos suficientes para permanecer financieramente viables deben respetar esta condición de confiabilidad.

En un ambiente con alta penetración de energías renovables variables (ERV), la cuestión de recuperar todos los costos se torna un tanto compleja, y es por ello que el diseño debe ser más que nunca el adecuado. A los tradicionales costos de suministrar energía y SSCC, la

penetración de ERV agrega, de acuerdo a la experiencia internacional (ver Informe N° 2), los siguientes costos:

- a) **Costos de encendido y apagado:** si bien los costos de encendido (y detención) han estado presentes desde siempre, no necesariamente los diseños de los mercados los reconocen y remuneran. Con alta penetración de ERV se estima que estos costos empiezan a ser significativos⁹. Existen costos directos asociados a los arranques y paradas tales como costo del combustible utilizado, emisiones y los servicios auxiliares necesarios para encender y detener la unidad. Ellos a su vez son diferentes dependiendo de si la partida es en estado caliente o estado frío. Además de lo anterior, el aumento de ciclos de arranque/parada de las unidades de generación produce un aumento en la tasa de falla de componentes, genera inspecciones y períodos de mantenimiento más frecuentes y un mayor consumo de partes y piezas de repuesto, los que se conocen como costos indirectos.

En Colombia la metodología para determinar y asignar los costos de arranques y paradas están dados en la Resolución CREG 051 de 2009. Allí se define los precios de arranque y parada como “el valor, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norte América, ofertado por un agente generador al Centro Nacional de Despacho por un arranque-parada de cada planta o unidad térmica que representa comercialmente en el Mercado de Energía Mayorista”

En el artículo 10 de la mencionada resolución se establece la manera como las plantas térmicas deben declarar de manera trimestral sus costos de arranque y parada: “Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) por cada recurso de generación.

Los precios de arranque-parada se pueden ofertar por tipo de combustible y configuración. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.”

Es importante notar que los costos de arranque y parada declarados por los agentes térmicos son reconocidos en proporción a toda la energía generada por las plantas despachadas y no despachadas centralmente. Este costo se recupera indirectamente por los agentes hidráulicos en la medida en que ese costo hace parte de la formación del precio de bolsa, es decir que se recupera en las ventas en bolsa y en contratos. Los costos de arranque y parada también se tienen en cuenta para la determinación de la reserva de regulación del sistema.

- b) **Costos por seguimiento de la curva de generación ERV:** cuando hay mayor penetración ERV se requiere que ciertas unidades de generación térmicas principalmente, que originalmente eran generadores de base, tengan que operar en un

⁹ Los costos de flexibilidad de las centrales convencionales (térmicas e hidroeléctricas) están en proceso de estimativa, en función de que datos necesarios para estos cálculos fueron recientemente disponibilizados.

régimen constante de seguimiento de la denominada demanda neta (demanda total menos ERV, comúnmente conocida como “curva del pato”) debiendo efectuar continuamente ciclajes y rampas de carga.

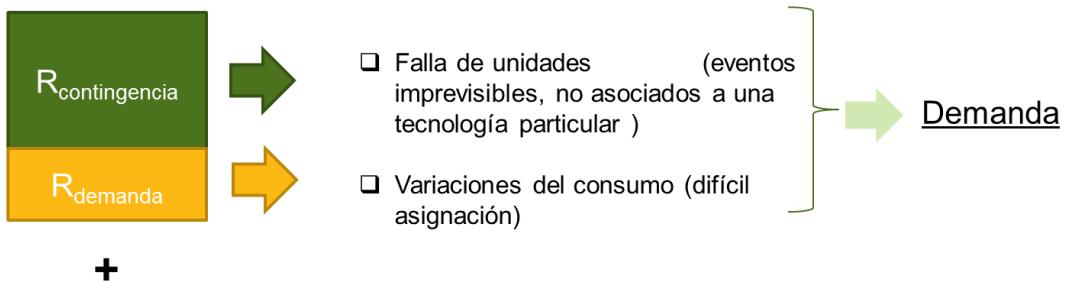
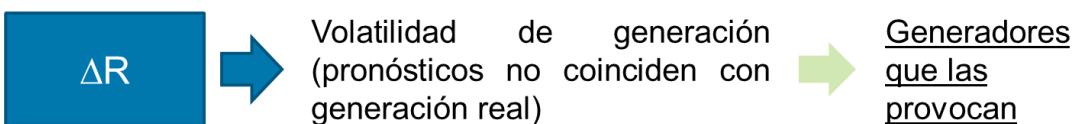
- c) **Costos por menor eficiencia:** este costo es incurrido por las unidades que, por aportar reserva en giro al sistema, operan en puntos de menor eficiencia al nominal.
- d) Ante escenarios con mayor penetración de energías renovables de fuente variable, se espera que el sistema requiera de mayor reserva en giro, con más unidades operando en puntos menores de eficiencia para así aportar al control primario y secundario de frecuencia. Estos aportes adicionales de reserva implicarán costos aún mayores por concepto de eficiencia.
- e) **Costos de oportunidad:** este costo se refiere a que hay unidades que para prestar SSCC deben operar a niveles distintos del máximo de generación, no pudiendo vender toda la energía que potencialmente podría generar.

En resumen, los primeros dos objetivos A y B, buscan identificar la oferta que puede otorgar las reservas de una manera económica eficiente y con la calidad requerida y asignar la reserva en forma óptima entre ellas, para lo cual se deben generar las adecuadas señales de precio para contar con estos recursos tanto en el corto como largo plazo. Un sistema eficiente por lo general debe buscar maximizar el uso de los recursos existentes, es por eso que se habla de mercados de corto plazo, asumiendo que existe la capacidad instalada suficiente para otorgarlos, un buen sistema regulatorio debe garantizar también la sostenibilidad y expansión de estos recursos en el mediano y largo plazo.

El objetivo C por su parte, si bien parece simple en su concepto de causalidad, tampoco resulta fácil de implementar en un mercado con alta penetración de energías renovables intermitentes, que como ya se ha señalado (Informes 1 y 2), han originado una nueva fuente de requerimientos de SSCC de balance, adicional a las históricas necesidades de reserva asociadas a contingencias en el sistema y desbalances de oferta y demanda. Hoy en día, las energías intermitentes introducen perfiles irregulares de generación, volatilidad e incertezas en los pronósticos, aún en períodos cortos, todo ello origina necesidades adicionales que además se diferencian de las contingencias en su naturaleza, ya que son de carácter más permanente que probabilísticos (como es el caso de las contingencias).

Identificar el origen de los nuevos requerimientos de reserva asociados a ERV representa en sí un nuevo desafío, a diferencia de las reservas ante contingencias y variación imprevista de la oferta y demanda, los que se consideraban requerimientos sistémicos.

La figura siguiente gráfica las reservas por su origen.

Reserva sistémicaReserva adicional**Figura 57 – las reservas y su origen.**

Las reservas se programan con antelación y con incertidumbre, si se quisiera aplicar el criterio de causalidad habría que asignar los costos de acuerdo con la responsabilidad de cada agente en la cantidad programada de reservas, independiente de que en tiempo real un agente se desvíe mucho o poco. No es fácil definir una relación directa entre lo que en un momento dado una planta haya podido desviarse y el costo incurrido para que la reserva estuviera lista para responder a ese desvío en particular. El criterio de asignación debe buscar que el principio de causalidad tome como “causa” la probabilidad de que cada planta (o tecnología) se desvíe, lo que plantea la necesidad de prever una cierta cantidad de capacidad de reserva.

Lo anterior depende de cómo el organismo encargado determine las reservas, ya que habitualmente existen dos maneras de hacerlo: calcular la reserva total de forma aditiva y aquel en el que la metodología no es aditiva. La metodología aditiva busca determinar los distintos requerimientos de reserva y sumarlos para obtener el requerimiento final. En este caso, sería posible determinar los “causantes” de los nuevos requerimientos de reserva. Sin embargo, en la segunda forma, se determina la reserva requerida total solamente, como se hace para los requerimientos de contingencia, sin considerar los causantes, en este caso, la asignación se torna más compleja. En el Capítulo 3 del presente estudio, se muestra como este Consultor ha desarrollado metodologías para determinar al menos con diferencia en sus causantes, los requerimientos de reserva asociados a ERV. Ello permitiría asignar correctamente los costos al menos en estos dos casos.

Estos principios rectores u objetivos principales guían el camino para diseñar un mercado, sin embargo, los detalles de la estructura del mercado y el proceso regulatorio en Colombia debe ser tomados en cuenta, lo cual define condiciones iniciales que de alguna forma determinarán el peso relativo que se le dará a cada uno de estos objetivos, lo que implica un conjunto más amplio de principios que debieran guiar el proceso de rediseño del mercado, los que se indican a continuación y cuyo orden no implica una mayor relevancia, ya que todos ellos son un conjunto de principios a seguir, y serán unos más relevantes que otros dependiendo del mencionado peso específico que se le quiera dar a cada uno de los principios rectores.

Principio I: Causalidad de costos en los precios

Siempre que sea posible, los precios recibidos por los proveedores y pagados por los usuarios y consumidores por todos los productos comprados y vendidos en el mercado mayorista de energía y SSCC deben reflejar el costo causado por el que origina el servicio y remunerar adecuadamente al proveedor que presta el servicio. Las asignaciones arbitrarias de costos fijos a precios distorsionan el incentivo para que los proveedores, usuarios y consumidores tomen decisiones económicamente eficientes. La asignación de costos a los participantes del mercado en base a reglas ad hoc crea incentivos para que ellos tomen medidas para evitar incurrir en estos costos. Estas acciones generalmente reducen la confiabilidad de la red o aumentan el costo total de atender la demanda.

Un ejemplo común de este fenómeno surge en los mercados de electricidad que no incorporan toda la transmisión y otras restricciones operativas relevantes en el mecanismo utilizado para establecer los precios. Estos mercados requieren que el Operador del sistema (ISO por su sigla en inglés Independant System Operator) participe en un proceso de redespacho después del cierre del mecanismo de mercado para garantizar que los programas finales de energía y SSCC sean físicamente factibles en el sentido de que la demanda de energía y SSCC en todas las ubicaciones de la red en realidad se puedan cumplir. En Colombia, este proceso se denomina proceso de conciliación, donde XM compra aumentos de producción o conciliaciones positivas de las unidades de generación que determina que deberían suministrar energía adicional y reducciones de producción o conciliaciones negativas de unidades de generación que determina que deberían suministrar menos energía.

El mecanismo utilizado para compensar a las unidades de generación por aumentar o reducir su suministro de energía y SSCC en cantidades relativas liberadas en el mercado formal puede crear incentivos para que los proveedores incrementen sus ofertas en el mercado mayorista formal. Por ejemplo, si se le promete a un proveedor su costo variable más una parte proporcional de sus costos fijos para proporcionar energía adicional desde su unidad debido a restricciones de transmisión u otras restricciones operativas relevantes, el propietario de la unidad aumentará su oferta para suministrar energía de manera formal en el mercado al menos hasta el nivel de mercado, si él está seguro de que será necesaria su energía debido a la restricción.

La experiencia de muchos mercados en todo el mundo proporciona amplia evidencia de que la socialización de los costos de la energía o los SSCC a través de reglas de asignación de costos arbitrarios aumenta los costos y reduce la confiabilidad del sistema. Los argumentos a favor de la socialización de los costos basados en la simplicidad regulatoria y / u otros objetivos, pueden reducir los costos de supervisión regulatoria en el corto plazo, pero estas ventajas de costos iniciales generalmente son superadas rápidamente por la ineficiencia del mercado y los costos de confiabilidad que posteriormente se hacen más costosos, obligando a intervenciones regulatorias para tratar de corregirlos.

La solución al problema del comportamiento ineficiente causado por el establecimiento de precios que no reflejan los costos de una actividad es modelar todas las transmisiones relevantes y otras restricciones operativas relevantes para establecer los precios y los niveles de despacho, tal como se analiza en el mercado de precios marginales nodales (LMP) descrito en [2]. Los precios marginales nodales reflejan el aumento del costo causado por proporcionar

una unidad más de energía en cada nodo de la red de transmisión o una unidad adicional de un SSCC dado en dicho nodo.

Una característica importante de un mercado LMP es que valora con precisión el costo de oportunidad del recurso que proporciona un producto dado. Por ejemplo, si se elige un recurso de generación, con un precio de oferta de energía por debajo del precio de equilibrio del mercado de la energía para proveer un SSCC, un mercado LMP al menos le pagará a la unidad propietaria las ganancias variables que está renunciando al no producir energía. En este caso, el costo de oportunidad es la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio de oferta de energía del proveedor.

Los precios de escasez son otra componente importante en la fijación de precios por causalidad de costos que se incorpora en un mercado LMP. Específicamente, los recursos deben recibir un precio en exceso de su costo variable si no hay un suministro suficiente de estos recursos para satisfacer la demanda del sistema. Esto ocurre en todos los mercados mayoristas con unidades de generación que tienen diferentes costos marginales. Por ejemplo, si la demanda es de 5,000 MW en una hora y solo 3,000 MW de unidades con costos variables iguales a 30 US\$/MWh están disponibles para satisfacer la demanda y la unidad de costo variable siguiente para satisfacer los 2,000 MW restantes de la demanda en la hora tiene un costo variable de 50 US\$/MWh, entonces todas estas unidades de bajo costo reciben una prima de escasez de 20 US\$/MWh, la diferencia entre el precio de spot del mercado y su costo variable.

Los precios de escasez se aplican con esta misma lógica en el caso de que la capacidad de generación sea insuficiente para satisfacer tanto la energía como todas las demandas de SSCC durante una hora. Bajo estas condiciones, todas las unidades que operan, incluida la unidad de costo variable más alta que suministra energía, deben recibir un precio por encima de su costo variable para reflejar la escasez de capacidad de generación en relación con la demanda. En mercados con respuesta de demanda activa, el precio de la escasez se establecería por la disposición marginal de los demandantes a reducir su consumo de energía y SSCC. Este precio tipo premio por reducir el consumo es una señal de la escasez de recursos de generación y recompensa a todos aquellos que brindan energía y SSCC es en condiciones de escasez.

Existen varios mecanismos administrativos para determinar las condiciones de escasez y los precios de la escasez, pero todos los mercados deben tener un mecanismo para determinar las condiciones de escasez para recompensar a los proveedores por proporcionar energía o SSCC durante estas condiciones del sistema

Principio 2: Un “day-ahead market” en el que los proveedores pueden gestionar sus decisiones de compromiso de unidad y otras restricciones operativas a nivel de unidad de generación

Para las unidades de generación térmica, existen costos fijos significativos asociados con la puesta en marcha de estas unidades. Para las plantas de turbinas de ciclo combinado (CCGT), existen restricciones operativas asociadas con el hecho de que las unidades en la planta funcionen como turbinas de gas de ciclo único o en combinación con una turbina de vapor asociada. Un mercado formal intradiario en el que los proveedores ofrecen, entre otros, sus costos de partida, tanto caliente como fría, junto con sus curvas de oferta de energía les brinda

la oportunidad para reflejar plenamente todos sus costos en los precios resultantes del mercado.

Por ejemplo, restricciones de rampa son un importante conjunto de restricciones operativas que no están incorporadas en el mecanismo actual de precios del mercado en Colombia . Es probable que se vuelvan cada vez más importantes a medida que más recursos renovables intermitentes se conecten a la red. Los niveles y precios de producción deben reflejar el hecho de que las unidades de generación solo pueden aumentar o disminuir su nivel de producción en una cantidad finita dentro de un intervalo de tiempo determinado y este hecho debe reflejarse en el precio pagado a cada unidad de generación. Por ejemplo, si una unidad de generación solo puede moverse en 50 MW dentro de un intervalo de precios, pero tiene 100 MW de capacidad disponible no despachada, esta unidad no debe establecer el precio para satisfacer un aumento de la demanda de 75 MW durante dicho intervalo de precios. En cambio, una unidad más cara con suficiente capacidad de rampa para satisfacer los 25 MW restantes de la demanda no satisfecha durante el intervalo de precios debería establecer el precio.

El mercado LMP toma estas ofertas de arranque (caliente y fría), de energía y de SSCC para todas las unidades de generación y resuelve al menor costo (basado en estas ofertas), el despacho de todas las unidades de generación necesarias para satisfacer la demanda de energía y todos los SSCC en todos los nodos de la red de transmisión, sujeto a las restricciones operativas relevantes (para el operador del sistema) en todas las unidades de generación (como las restricciones de rampa) y la configuración de la red de transmisión para las 24 horas del día siguiente. Este mercado permite a los proveedores presentar curvas de oferta que reflejen su deseo de operar a un nivel dado de producción durante las 24 horas del día siguiente.

Los resultados diarios del mercado son compromisos financieros firmes para energía y SSCC. Esto significa que si un proveedor vendió 50 MWh de energía en el mercado intradiario a 40 US\$/MWh durante una hora del día, se le pagará US\$2000 = $50 \text{ MWh} \times 40 \text{ US\$/MWh}$, independientemente de la cantidad de energía que produzca esta unidad. . De manera similar, si una entidad de servicio de carga compra 100 MWh a 50 US\$/MWh en el mercado del día siguiente, debe pagar US\$5,000, ya sea que consuma esta energía o no.

Principio 3: Un mercado de tiempo real para la energía y los SSCC para compensar los desequilibrios del mercado

El mercado de la energía a corto plazo en Colombia permite a los proveedores de contratos a futuro eliminar los desequilibrios en la producción de energía en tiempo real en relación con sus contratos de venta de energía a plazo. La disponibilidad de una energía de mercado en tiempo real permite a los proveedores comprar energía del mercado a corto plazo en lugar de producirla desde sus propias unidades de generación para cumplir con sus obligaciones contractuales futuras de energía. Estas acciones pueden reducir el costo esperado para el propietario de una unidad de generación de satisfacer un contrato a plazo para energía.

Es importante enfatizar que para que estas acciones reduzcan el costo esperado para el propietario de una unidad de generación de vender un contrato a plazo para energía, el

mercado en tiempo real debe minimizar el costo ofrecido para satisfacer la demanda en todos los nodos de la red de transmisión.

Extendiendo este concepto para el caso de mercados intradiarios de energía y SSCC, como mencionado en Principio 2, un mercado en tiempo real brinda a los proveedores la oportunidad de tomar decisiones eficientes de “comprar versus producir o servir” para cumplir con los compromisos del mercado intradiario. Sin embargo, las diferencias entre el mecanismo utilizado para establecer los precios en el mercado intradiario frente al utilizado en el mercado en tiempo real crearán incentivos para que los proveedores y las cargas realicen acciones para vender y comprar en el mercado estableciendo el precio más favorable, en lugar del mercado que minimiza el costo de atender la demanda. En consecuencia, el mercado en tiempo real debería utilizar el mismo LMP que el “day ahead market”, mecanismo que valora todas las restricciones de la red de transmisión y todas las restricciones operativas relevantes de la red de transmisión y las unidades de generación.

La “decisión de compra versus producción compra” significa que los proveedores tienen la opción de comprar energía en el mercado a corto plazo en lugar de producirla a partir de sus propias unidades de generación para cumplir con los compromisos adquiridos en el “day ahead market” o con otras ventas de energía en el mercado de contratos . Por ejemplo, si un proveedor vende 10 MWh de energía en el mercado intradiario desde una unidad de generación con un costo variable de 30 US\$/MWh y el precio en tiempo real resulta de 25 US\$/MWh, es más barato para el propietario de esta unidad de generación para cumplir con su obligación del “day ahead market” comprar los 10 MWh en el mercado en tiempo real en lugar producirlos.

Es probable que este conjunto de circunstancias sea mucho más frecuente a medida que aumenta la cantidad de energía renovable intermitente en la red eléctrica colombiana. El propietario de una unidad de generación eléctrica o hidroeléctrica podría vender energía a un precio atractivo en el mercado diario basado en la producción de energía solar y eólica esperada para el día siguiente. Sin embargo, si la producción real de energía renovable excede su valor esperado, es probable que el precio en tiempo real sea más bajo que el costo variable de producción de la unidad térmica o el costo de oportunidad del agua de la unidad hidroeléctrica. En estas condiciones, comprar energía del mercado en tiempo real para satisfacer la venta diaria de energía es la forma menos costosa de satisfacer esta obligación.

Asimismo, este mercado en tiempo real fijará los precios a los que deberán comprar los agentes que sufren desvíos respecto de sus compromisos vinculantes adquiridos en el “day ahead market”, tanto en energía como en servicios auxiliares.

Principio 4: Mercado de contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar SSCC

Una característica del actual mercado mayorista de electricidad en Colombia es el mercado de contratos de compraventa de energía a mediano plazo de (3-4 años para el mercado regulado y de 3 a 7 años para el mercado no regulado). Estos contratos contribuyen a la recuperación anual de costos de las unidades de generación. El diseño del mercado de SSCC debe ser coherente con esta característica del mercado eléctrico de Colombia. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) puede requerir que XM, como responsable de la

operación del mercado, compre una cantidad suficiente de cada SSCC en el mercado bilateral de mediano y largo plazo para garantizar un suministro adecuado en tiempo real de cada servicio para una operación confiable del sistema durante el año. Al igual que en el mercado de la energía, los contratos a largo plazo para la prestación de SSCC deben ser compromisos financieros y no físicos. Esto permitiría a las empresas de generación resolver cualquier desequilibrio en un mercado en tiempo real para estos productos, así como al comercio de estos contratos si hay una manera más eficiente para cumplir con el acuerdo contractual.

Un mercado a corto plazo para SSCC que establece precios y cantidades de ventas por hora, complementado con mercados de contratos a mediano y largo plazo para estos mismos servicios, con horizontes más largos que el tiempo necesario para instalar y poner en operación nueva generación, aumenta la probabilidad de un suministro confiable de electricidad ante las tasas sustanciales de crecimiento anual de la demanda. Los mercados a corto plazo permiten que cualquier vendedor o comprador de SSCC, puedan comprar una cantidad adicional o vender sus excedentes de cualquier servicio durante la vigencia del contrato a largo plazo. Bajo este diseño de mercado, los compradores y vendedores en contratos a largo plazo para SSCC, saben que estos compromisos a largo plazo pueden revertirse fácilmente, si las circunstancias cambian para el proveedor o el demandante del producto.

Debido al crecimiento esperado de la capacidad de generación renovable intermitente en Colombia, extender la exigencia de contratos a largo plazo a los SSCC aseguraría que también haya una capacidad adecuada para cumplir con los requisitos de estos servicios para varios años en el futuro. Por lo tanto, un foco importante del proceso de diseño del mercado de SSCC en Colombia debería estar en el desarrollo de un mercado de contratos de mediano y largo plazo para los SSCC, junto con un mercado a corto plazo para cada uno de estos productos que permite resolver los desequilibrios de manera eficiente.

Principio 5: Cooptimización de la energía y los SSCC

La minimización del costo total de la oferta de energía y los servicios auxiliares requiere la adquisición conjunta de estos productos. Esto significa que el mecanismo que determina qué ofertas de energía y SSCC se aceptan de cada unidad de generación debe reconocer las ofertas de todas las otras unidades de generación para proporcionar tanto energía como SSCC. Esto requiere formular el mecanismo de compensación del mercado del ISO, como un problema de optimización simultánea que involucra tanto las ofertas de servicios energéticos y complementarios de todos los proveedores de SSCC, tanto generadores como demanda y nuevos productos, como la creación de un mercado a corto plazo ; por ejemplo, Día por Adelante, como se discutió en el Apéndice B.

La cantidad seleccionada para proporcionar energía y SSCC de cada unidad de generación debe minimizar el costo total de abastecimiento. La cooptimización implica: (1) el precio de mercado de cada SSCC depende de qué unidades de generación están suministrando energía durante esa hora, (2) el precio de mercado de la energía depende de qué unidades están proporcionando cada SSCC, y (3) no hay forma de reconfigurar qué unidades están suministrando energía o algún SSCC que permita reducir el costo total ofrecido para satisfacer la demanda de energía y de cada SSCC.

Cooptimizar energía y SSCC permite que los precios reflejen los costos de oportunidad de todo el sistema que administra recursos escasos, tanto inter-temporales como espaciales [19]. Los enfoques de optimización secuencial, que optimizan primero un producto (por ejemplo, energía) y el otro después (por ejemplo, reservas), inherentemente determinan que estos productos no son sustituibles y crean oportunidades para que los proveedores aumenten los precios que se les pagan para proporcionar estos servicios sin el correspondiente aumento en la confiabilidad del sistema [12]. Estos problemas surgieron en los diseños iniciales del mercado en California e ISO New England. Los propietarios de unidades de generación subestimaron la capacidad de las unidades para proporcionar un servicio con el objetivo de vender en un mercado posterior por un precio más alto.

Hay una serie de características del diseño actual del mercado de Colombia, que limitan la capacidad de cooptimización de la energía y los SSCC, y por lo tanto la solución de menor costo para satisfacer la demanda de energía y SSCC. Por ejemplo, las unidades de generación que se fuerzan a generar al nivel mínimo debido a las restricciones de transmisión u otras restricciones operativas, independientemente de sus costos y en cambio otras unidades se desactivan debido a su ubicación en la red de transmisión, independientemente de sus costos. Los primeros compromisos se llaman conciliaciones positivas y los segundos se llaman reconciliaciones negativas. El diseño del mercado zonal en Colombia con su mecanismo de conciliación positiva y negativa aumenta el costo de satisfacer la demanda de energía y los servicios auxiliares en relación con un mecanismo de mercado que optimiza simultáneamente energía y SSCC, considerando todas las restricciones de transmisión y otras restricciones operativas relevantes, como se discute en [2].

Asimismo, el diseño actual del mercado de una sola zona de precios en Colombia limita significativamente los beneficios potenciales que se pueden obtener de la cooptimización de la energía y la adquisición de SSCC. El diseño de mercado zonal en Colombia no refleja los costos de oportunidad de las unidades individuales de generación de energía que ofrecen cada SSCC, porque este proceso de adquisición no incorpora todas las restricciones de la red de transmisión pertinentes y otras restricciones de transmisión y generación de operación como es el caso de un mercado LMP.

Principio 6: Fijación de precios no confiscatoria

Los precios pagados por cada SSCC deben permitir a todos los proveedores recuperar anualmente la suma de su costo variable directo (por ejemplo, consumo de combustible), costo variable indirecto (por ejemplo, desgaste), y los costos fijos (por ejemplo, inversión, arranque caliente y frío, rampa, etc.) asociados con la prestación de este servicio.

Los proveedores de cada SSCC también deberían recibir al menos el costo de oportunidad del recurso que proporciona el servicio en cuestión. Los costos de oportunidad surgen, por ejemplo, cuando el agua del embalse puede guardarse para una futura utilización y cuando generadores infra - marginales (es decir, las unidades con costos variables estrictamente inferiores al precio del sistema) se solicitan para proporcionar servicios tales como reservas. En esta situación, estas unidades deben reducir su producción y por lo tanto renunciar a los ingresos de las ventas de energía. Por ejemplo, un generador con un costo variable de producir energía de 30 US\$/MWh que se acepta para proporcionar reservas cuando el precio de la energía es de 50 US\$/MWh incurre en un costo de oportunidad de US\$ 20 por cada MWh de

energía que no se produjo para proporcionar reservas. El monto pagado al propietario de la unidad de generación por proporcionar este servicio auxiliar debería al menos recuperar este costo de oportunidad de 20 US\$/MWh por MW de reserva proporcionada. Estos costos se recuperan típicamente a través de pagos de disponibilidad de reserva (\$/MW/h) , que se calculan cuando los SSCC se optimizan conjuntamente en el mercado de energía y SSCC del “day ahead” (DA) y mediante pagos de utilización (US\$/MWh), que se calculan en el despacho en tiempo real.

Cooptimizar la adquisición de energía y SSCC en función de las ofertas de las unidades de generación producirán costos de oportunidad válidos en condiciones de mercado competitivas. Este hecho subraya la importancia de utilizar las ofertas de cada unidad de generación para calcular los precios y las cantidades de energía y SSCC. Si un proveedor presenta un precio de oferta distinto de cero para vender un SSCC , el precio de mercado de este servicio puede exceder la suma del costo de oportunidad y el precio de oferta de este proveedor.

Principio 7: Mitigación de poder de mercado.

Otro desafío al diseño del mercado de SSCC es un mecanismo efectivo de mitigación del poder de mercado para limitar los precios del mercado cuando uno o más proveedores poseen una capacidad e incentivo sustanciales para ejercer un poder de mercado unilateral . Es importante enfatizar que todos los mercados de energía y SSCC en los Estados Unidos tienen mecanismos de mitigación de poder de mercado para limitar las ofertas de los proveedores cuando existen estas condiciones. En consecuencia, un mecanismo de mitigación del poder de mercado debiera ser un ingrediente esencial para cualquier mercado de SSCC.

Existe una variedad de mecanismos disponibles y actualmente en uso en todo el mundo para lidiar con este problema. Todos comparten tres características básicas. La primera es una metodología para determinar si un proveedor posee la capacidad y el incentivo para ejercer un poder de mercado unilateral que sea digno de mitigación. La segunda es cómo se trata la oferta de un proveedor en el mecanismo de mercado utilizado para establecer los precios y las cantidades de compensación del mercado para cada servicio si la oferta del proveedor se considera digna de mitigación. Finalmente, la tercera es si la oferta de un proveedor se considera digna de mitigación, cómo debería pagarse por los SSCC que proporciona.

Un enfoque del tipo “pivotal supplier-based” sería sencillo de implementar para el mercado de SSCC. Los proveedores presentarían sus ofertas para cada servicio en el mercado diario. El ISO tomaría estas ofertas y verificaría si algún proveedor es fundamental para satisfacer la demanda de cualquier SSCC. Se considerará que cualquier proveedor es “pivotal supplier” para un determinado servicio si tiene suficiente capacidad e incentivo para ejercer el poder de mercado unilateral en ese servicio para que sea digno de mitigación.

Un proveedor es “pivotal supplier”, cuando al eliminar su oferta, la demanda de la ISO para el servicio en cuestión no se puede cumplir. Procediendo desde el proveedor más grande al más pequeño de SSCC, medido por la cantidad total de servicios ofrecidos en el mercado principal de DA , se determina el estatus de cada proveedor para cada servicio. Si se determinara que un proveedor es “pivotal supplier” para satisfacer una demanda de SSCC, se determina su cantidad fundamental para ese servicio. Esta es la cantidad mínima de ese servicio que debe ser

suministrado por ese participante en el mercado o no se puede satisfacer la demanda. Por esta razón, su precio de oferta debería ser mitigado, porque independientemente de su precio de la oferta, la oferta del proveedor debe ser aceptada para proporcionar al menos esta cantidad de la prestación.

En consecuencia, para este proveedor se elimina dicha cantidad mínima y su oferta por la cantidad restante no se modifica. Este proceso de mitigación de la oferta en dos pasos se aplica a todos los proveedores por cada SSCC ofrecido. Una vez que se haya completado el proceso de mitigación, la ISO resuelve el equilibrio del mercado, pero con curvas de oferta de SSCC modificadas en base a costos auditados. Esto generaría despachos de SSCC en el DA, así como también precios de compensación del mercado. Como se señaló anteriormente, los despachos del DA resultantes para cada SSCC serán compromisos financieros firmes. Este es solo un ejemplo de cómo podría funcionar un mecanismo de mitigación de poder de mercado para los SSCC.

Es importante señalar que mecanismos de mitigación de poder de mercado solo deberían activarse en circunstancias en que el mercado no se considere efectivamente competitivo . La sobre mitigación puede inducir una decisión de producción ineficiente y aumentar el costo de satisfacer la demanda. Los mecanismos basados en el mercado para limitar la capacidad y el incentivo del proveedor para ejercer un poder de mercado unilateral suelen ser más efectivos que los mecanismos administrativos de mitigación del poder de mercado. Un mercado de contratos para energía y SSCC; una política de expansión proactiva de la transmisión; la participación activa de la demanda en el mercado a corto plazo limitará el ejercicio del poder de mercado unilateral, sin necesidad de un mecanismo de mitigación de poder de mercado (ver [15]) para una discusión detallada de estos asuntos) . En el mejor de los casos, los mecanismos de mitigación de poder de mercado pueden evitar el ejercicio de poder de mercado unilateral. La mejor disciplina contra el ejercicio del poder de mercado es la competencia efectiva.

Principio 8: Limitar las definiciones de producto y maximizar la participación de recursos.

Con el fin de maximizar la cantidad de competencia que enfrentan los proveedores de cada SSCC, la cantidad de productos debe limitarse a aquellos determinados como absolutamente necesarios para la operación confiable del sistema. Este menú de productos también debería maximizar las oportunidades de los generadores y de la demanda para participar en cada mercado de SSCC. Esto fomentará la competencia para la provisión de estos servicios, lo que debería reducir los costos que los consumidores finalmente pagan por dichos servicios.

Las definiciones de productos deben ser independientes de la tecnología y, en cambio, deben centrarse en los requisitos de servicio que necesitan los operadores de la red, en lugar de en qué tecnologías específicas pueden proporcionarlos. Se debe permitir que todos los recursos, tales como la generación (gestionable y variable), demanda (despachable e interrumpible), y el almacenamiento (bombo hidráulico y baterías), participen en el mercado.

Principio 9: Certificación y cumplimiento

Debido a que el papel de los SSCC es asegurar un suministro fiable de electricidad, es fundamental contar con pruebas periódicas de proveedores de estos servicios para verificar

que puedan proporcionar los servicios que están certificados para proporcionar. Esta lógica implica que la ISO debe tener un proceso para determinar qué SSCC puede proporcionar un generador o una demanda y qué parte de cada servicio se les permite vender. El ISO debe entonces probar aleatoriamente si un recurso puede proporcionar energía de acuerdo con las especificaciones del SSCC y evaluar las sanciones por no cumplir con los términos de la venta del SSCC.

Todos los mercados de SSCC de los Estados Unidos tienen procesos de cumplimiento que verifican periódicamente si una unidad que proporciona un servicio puede responder y proporcionar energía de acuerdo con las especificaciones del producto. Si una unidad no supera esta prueba, debe renunciar a todos los pagos de SSCC que ha recibido desde la última vez que cumplió con los términos de venta, ya sea aprobando la prueba o suministrando energía después de que se le haya pedido que lo haga. Por ejemplo, si un SSCC requiere proporcionar la energía dentro de los 10 minutos, el ISO solicitará periódicamente al recurso que proporcione energía adicional, y si la unidad no proporciona la energía solicitada dentro de los 10 minutos, el propietario de la unidad debe renunciar a todos los pagos de SSCC recibidos desde la última vez que la unidad suministró con éxito la energía.

Como se explicara anteriormente, todos estos principios son relevantes para el diseño de un mercado de SSCC que cumpla con los Objetivos o principios rectores mencionados al comienzo de esta sección. La mayor o menor relevancia de ellos en el diseño, dependerá del peso específico que se le quiera dar a cada uno de los principios rectores.

4.2 Servicios Complementarios y Productos recomendados

En esta sección se presentan los SSCC que se recomienda incorporar en el diseño de mercado, siguiendo lo señalado en el Principio 8 de la Sección 4.1. Asimismo, se indican los productos asociados a estos SSCC que deben ser remunerados de acuerdo al Principio 6 expuesto.

La Figura siguiente muestra las diferentes categorías de SSCC y los servicios propuestos para cada una de ellas, los que se describen a continuación.



Figura 58 – los SSCC y sus categorías

4.2.1 Servicios de balance

4.2.1.1 Regulación de Frecuencia

4.2.1.1.1 Regulación de Frecuencia Primaria (RPF)

Servicio provisto por uno o varios generadores que están abasteciendo la demanda y que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios entre generación y demanda. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores a través de la respuesta natural del regulador de velocidad, en forma inmediata y autónoma, como respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema.

La RPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen de la RPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

El despacho de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se debe realizar por área de despacho, entendiendo por tal cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Es posible originar condiciones para que áreas de despacho con restricción de aportes para RPF, pueda importar ésta desde otras áreas con excedentes. Se denomina importación de reserva para regulación primaria en un área de despacho a la compra de reserva para regulación primaria de máquinas ubicadas en otras áreas de despacho del SEP, que cuentan con excedentes luego de cubrir el requerimiento correspondiente a su área. Esta importación se logra mediante la reducción de la energía transmitida del área exportadora al área importadora para dejar capacidad libre de Transporte dónde ubicar la reserva para regulación primaria.

Remuneración de la RPF: de acuerdo al Principio 6 de la sección 4.1, las componentes para remunerar la RPF son la disponibilidad y utilización. La componente de utilización de la RPF, asociada al pago por la prestación efectiva del servicio, dependerá si el servicio está actuando por subfrecuencia o sobrefrecuencia. En el primer caso, corresponderá a la inyección de energía valorizada al precio spot de la barra de inyección.

4.2.1.1.2 Regulación de Frecuencia Secundaria (RSF)

Es la acción manual o automática sobre los reguladores de potencia/frecuencia de un grupo de máquinas que están abasteciendo la demanda, permitiendo reestablecer el margen de reserva de regulación de los generadores que participan en la RPF de modo que puedan anular los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.

Este servicio considera las subcategorías de RSF por Subfrecuencia (RSF+) y por Sobrefrecuencia (RSF-).

La RSF opera de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 [s],

luego de la instrucción desde el esquema de control. Los agentes que participen de RSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].

Remuneración de RSF:

- i. Remuneración RSF+: disponibilidad asociada a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido y utilización RSF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al precio spot de la barra de inyección.
- ii. Remuneración RSF-: por disponibilidad.

4.2.1.1.3 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)

Acción de control destinada a restablecer las reservas de la RSF. Este servicio considera las subcategorías de RTF por Subfrecuencia (RTF+) y por Sobre frecuencia (RTF-).

El RTF operará de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 2 [hr] medido desde la activación.

Remuneración de RTF:

- i. Remuneración RTF+: disponibilidad asociada a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido y utilización RTF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al precio spot de la barra de inyección.
- ii. Remuneración RTF-: por disponibilidad.

Los requerimientos de RF dan origen a los Productos de Reserva, que dependiendo del tiempo en que se requieran, se clasifican en:

Reserva en Giro: este servicio incluye la provisión de generación sincronizada disponible para ajustarse históricamente ante reducciones imprevistas en generación, desconexión de líneas de transmisión o incrementos en la carga, y últimamente ante requerimientos de variación de energías variables, como el viento y el sol.

Esta situación ocurre generalmente en sistemas de despacho económico, cuando unidades de rápida respuesta no son convocadas con el máximo de su capacidad de generación, y por ende, tienen una capacidad sincronizada que puede ser requerida ante cambios imprevistos de demanda u oferta.

Reserva Pronta: es la requerida en la operación por los requerimientos de calidad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

- Reserva instantánea: es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes y últimamente sistemas de almacenamiento como baterías de rápida respuesta.
- Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

- Reserva operativa para Regulación Secundaria de Frecuencia (minutos).
- Reserva fría (normalmente 15 minutos) para RTF.

Con la penetración de ERV, los requerimientos de reserva son cada vez más relevantes y es así como adicional a los productos de reserva tradicionales, hoy en día aparecen nuevos productos a ser remunerados tales como el **ciclaje de las unidades**, que si bien ya era un componente del sistema, hoy en día se requiere que unidades térmicas ciclen mucho más que antes y con menor despacho, luego esta remuneración por SSCC ayuda a mantenerlas en servicio. Cabe señalar que todo ciclaje debe ser remunerado, aun cuando distinguimos que para SSCC, el ciclaje es el que se usa para responder a desviaciones de los pronósticos de ERV, en otras palabras, existirán “ciclajes programados” como parte del despacho, ante variaciones conocidas de la oferta ERV.

Otro caso de producto nuevo son las **rampas**, tanto de subida como bajada, que serán más o menos importantes dependiendo de la cantidad de energía hidráulica de regulación que se disponga para hacer frente a las variaciones horarias de las ERV, tanto “programadas” como intempestivas.

Asimismo, para el caso de RTF dicha prestación puede ser realizada por servicios de respuesta de demanda (Cargas Interrumpibles).

Se entiende por **Cargas Interrumpibles** a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del encargado del despacho, con el objetivo de reducir la demanda en períodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs]. La remuneración será por disponibilidad.

4.2.1.1.4 Control Rápido de Frecuencia (CRF)

Hoy en día, con la penetración de tecnologías de almacenamiento de rápida respuesta, se puede pensar en incorporarlo como un servicio complementario en la medida que la acción de control les permita responder rápidamente frente a una desviación de frecuencia predefinida. El CRF deberá operar de forma local y automática. Los agentes que participen del CRF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo muy corto (por ejemplo 1 [s]), y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo predefinido.

Las componentes para remunerar el CRF son la disponibilidad y utilización. La componente de utilización del CRF corresponderá a la inyección de energía valorizada al precio spot de la barra de inyección.

Este nuevo SSCC puede ser otorgado por Sistemas de Almacenamiento, Volantes de Inercia, etc.

Para el Mercado Colombiano se deberá ir verificando con la entrada de ERV, la necesidad de ir incorporando este servicio.

4.2.2 Energía reactiva y regulación de tensión

Con el objeto de mantener la tensión de los nudos del SEP dentro de márgenes aceptados previamente establecidos, atendiendo a criterios de seguridad, operación a mínimo costo y calidad de servicio, se debe promover la utilización de todos los recursos de absorción e inyección de potencia y energía reactiva disponibles en el sistema.

La naturaleza de la prestación de este servicio es local y su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

Existen varios prestadores para estos servicios, tales como capacitores, reactores, sistemas de almacenamiento, los que deben competir para otorgar el mejor servicio al menor costo.

4.2.3 Servicios de recuperación de servicio

Si bien la idea primordial de los SSCC mencionados antes y del SEP en general es no caer en interrupciones masivas de servicio, el sistema debe estar preparado también para la eventualidad de que ello ocurra y tratar de recuperar el servicio en el menor tiempo posible.

4.2.3.1 Servicio De Control De Contingencias

4.2.3.1.1 Desconexiones de Generación Automática (EDAG)

El Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG), hoy en día es considerado también un servicio complementario, pero más asociado a condiciones de seguridad. Corresponde al desprendimiento automático de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento, frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG del tipo EDAG por sobrefrecuencia y EDAG por contingencia específica.

La naturaleza de la prestación del servicio EDAG por sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

4.2.3.1.2 Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC)

El servicio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.

La Desconexión Manual de Carga (DMC), es la acción ejercida por el Operador del Sistema que al detectar una situación que pone en riesgo la seguridad del sistema, permite la desconexión de consumos bajo condiciones no discriminatorias.

Se distinguen en esta prestación de servicios, los EDAC por subfrecuencia y DMC que se consideran sistémicos y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica que se consideran de naturaleza local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

4.2.3.1.3 Servicio De Plan De Defensa Contra Contingencias

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

4.2.3.2 Servicios De Plan De Recuperación De Servicio

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

La naturaleza de este Servicio Complementario puede ser local o sistémica, dependiendo del rol que las distintas instalaciones cumplen en el respectivo Plan de Recuperación de Servicio (PRS).

4.2.3.2.1 Servicio De Partida Autónoma (PA)

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

4.2.3.2.2 Servicio De Aislamiento Rápido (AR)

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

4.2.3.2.3 Servicio De Equipos De Vinculación (EV)

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

El Cuadro siguiente resume todos los SSCC propuestos, los productos asociados y quienes pueden otorgarlo

Categoría	Servicio	Productos	Quienes lo pueden Proveer
Balance	RPF RSF RTF CRF	<ul style="list-style-type: none"> • Reservas • Ciclajes • Rampas • Cargas interrumpibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Plantas Térmicas • Hidráulicas • Sistemas de Almacenamiento • Demanda Desconectable
Control de Tensión	Regulación de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Energía Reactiva • Control de voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores • Capacitores • Reactores • Sistemas de Almacenamiento
Recuperación del servicio	Control de Contingencias Plan de Recuperación del servicio	EDAG EDAC DMC PDCE PDCC PA AR EV	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositivos electrónicos de potencia • Operadores en las S/E • Centro Nacional de Despacho y CRDs • Servicios auxiliares • Plantas de respaldo • Generadores • Sistemas de Almacenamiento

4.3 Propuestas Regulatorias

Siguiendo los objetivos y principios establecidos en esta sección 4, y con los SSCC y productos definidos, a continuación se proponen y analizan 4 posibles alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas

Teniendo en cuenta el desafío mencionado, las propuestas incluyen elementos de eficiencia y optimización de costos, tales como:

- Incentivar los niveles adecuados de flexibilidad en el corto y largo plazo, promoviendo nuevos productos de electricidad y mecanismos de mercado para el otorgamiento de Servicios Complementarios y de Red
- Mejorar los diseños de los mercados, reduciendo el paso para los mercados intradiarios y acercarse a un mercado en tiempo real, con la ayuda de los SSCC [4], [7].
- Aumentar la resolución geográfica de los mercados de electricidad con el fin de proporcionar mejores señales a la generación distribuida [5], [6].
- Fomentar la mejor predicción y control de los recursos renovables intermitentes.
- Reforzar los mercados de
- Mejorar en tiempo real las señales de precio para la energía y las reservas, fortaleciendo el vínculo entre Servicios Primarios y Complementarios [6].
- Introducir precios localizados para energía y servicios auxiliares como una forma de resolver problemas de transporte, promoviendo la importación/exportación de reservas. Este tema es muy relevante en Colombia, que no cuenta con un sistema de precios nodales y por ende no cuenta con señales de localización fuertes. Se puede pensar entonces más en mercados locales para servicios auxiliares, que un sistema único a nivel nacional.

Las alternativas propuestas se presentan para cada una de las categorías de SSCC definidas en la sección 4.2.

4.3.1 Propuestas Regulatorias para Servicios de Balance

Alternativa 1:

Esta alternativa presenta el diseño de mercado más consistente con los principios expuestos, que corresponde a un mercado de precios nodales (LMP, por sus siglas en inglés) de asentamientos múltiples donde todos los SSCC se adquieren simultáneamente con la energía, a objeto de minimizar el costo ofrecido para satisfacer la demanda de energía y SSCC en todos los nodos de la red de transmisión colombiana. Este diseño de mercado incluye al menos dos acuerdos: el “day ahead” y el tiempo real. El mercado DA permite a los propietarios de unidades de generación y a la demanda suficiente información anticipada para administrar de manera eficiente los costos de compromiso de sus unidades y las restricciones operativas a nivel de unidades. Las ofertas en el DA se tornan vinculantes para todo el período definido. El mercado en tiempo real permite a los propietarios de unidades de generación y a la demanda compensar las desviaciones en tiempo real de la generación diaria, los programas de demanda y los SSCC, a los precios en tiempo real.

Esta sección presenta un diseño de mercado simplificado que es consistente con los principios antes mencionados. Este es un mercado de dos asentamientos que cooptimiza la adquisición de energía y servicios auxiliares en el marco de tiempo diario, seguido por un mercado en tiempo real para los desequilibrios energéticos. El mercado diario establece los precios y las cantidades de energía y de cada SSCC durante las 24 horas del día siguiente en función de un pronóstico de demanda de energía y de cada SSCC para cada hora del día siguiente, minimizando el costo total ofrecido de energía y SSCC. Estas cantidades se tornan vinculantes para los agentes que las ofrecen. En tiempo real, los precios del mercado y los niveles de despacho de la unidad de generación se establecen para minimizar los costos totales de despacho tal como se ofrecen para satisfacer la demanda real del sistema.

La alternativa incorpora, al menos en una etapa inicial, un mecanismo de mitigación de poder de mercado tanto a las ofertas de energía como a las de SSCC, utilizando el mecanismo “pivotal supplier” descrito anteriormente. Las ofertas de precios mitigadas para las cantidades fundamentales de cada proveedor de energía y cada SSCC se incorporarían al mercado diario utilizado para establecer los precios y las cantidades de energía y SSCC. En el día siguiente, el mercado continuaría siendo mitigado con el propósito de establecer precios y niveles de despacho en el mercado en tiempo real.

Para lograr lo anterior, se sugiere el siguiente proceso para el diseño del mercado de SSCC en Colombia . En primer lugar, la CREG debe definir un conjunto de principios para el rediseño del mercado de servicios auxiliares, teniendo en cuenta que una parte significativa de la energía provendrá de la capacidad de generación renovable intermitente. Esto debería ser un proceso de consulta entre las partes interesadas y la CREG . Una vez que estos principios hayan sido acordados, el proceso debería pasar a la cuestión de la definición del producto.

Bajo el diseño del mercado base anterior, debería haber productos de SSCC por hora que puedan comprarse y venderse en el mercado a corto plazo. El proceso de adquisición de servicios auxiliares debe ser cooptimizado con el proceso de programación de energía diaria. Este mercado podría operarse durante la mañana del día antes de que se requiera que los SSCC reales estén disponibles. Este mercado debería producir calendarios financieros diarios firmes para la energía y los SSCC para cada hora del día siguiente. Esto permitiría a XM encontrar la combinación de programas de energía por hora y provisión de SSCC que minimice el costo ofrecido para satisfacer la demanda por hora de energía y SSCC durante las 24 horas del día siguiente.

Un calendario financiero firme para la energía implica que si un proveedor vende 40 MWh en el mercado diario y, finalmente, produce 30 MWh, el proveedor debe comprar el déficit de 10 MWh en relación con su calendario diario en el mercado en tiempo real. Del mismo modo, si un proveedor produce 50 MWh, los 10 MWh adicionales relativos a su calendario diario se venderán en el mercado en tiempo real. Una lógica similar se aplica al consumo de electricidad comprado en el mercado diario. Es importante destacar que cada hora de cada día, la energía se venderá y se comprará a dos precios diferentes: el precio diario y el precio en tiempo real. Estos precios difieren debido a los diferentes conjuntos de información disponibles para XM sobre las condiciones subyacentes de oferta y demanda y las expectativas sobre la configuración de la red de transmisión y otras restricciones operativas en tiempo real cuando se opera el mercado diario y cuando el mercado en tiempo real es operado.

Es probable que un mercado de dos asentamientos mejore la competitividad del mercado de SSCC porque los proveedores que venden estos servicios en el mercado diario que posteriormente son llamados para suministrar energía saben que siempre recibirán un precio por la producción adicional que es mayor o igual a su costo variable de producir electricidad. En consecuencia, todos los proveedores que compiten para suministrar cada servicio auxiliar saben que compiten contra proveedores que no tienen que incluir una prima en su oferta de SSCC por el hecho de que se les puede pedir que produzcan energía adicional a un precio inferior a su costo variable.

El mercado del día siguiente establece los precios y las cantidades de energía y cada servicio auxiliar para las 24 horas del día siguiente en función de la previsión de la demanda de energía

y cada SSCC para cada hora del día siguiente, minimizando el costo total de las ofertas de energía y SSCC. El mercado del día puede modificarse para permitir a los minoristas ofrecer curvas de demanda que respondan a los precios para cada una de las 24 horas del día siguiente. Esto no complica de manera apreciable el algoritmo de la solución porque cualquier curva de oferta sensible al precio por demanda se puede descomponer en una demanda inelástica, $D(p_f)$, la demanda al precio mínimo para el mercado, p_f , y una curva de oferta sensible al precio para suministrar los "megawatts" definida de la siguiente manera: $SN(p) = D(p_f) - D(p)$.

En tiempo real, los precios de mercado y los niveles de despacho de unidades de generación se establecen para minimizar los costos de despacho totales tal como se ofertan para satisfacer la demanda real del sistema de energía y SSCC, dada la configuración en tiempo real de la red de transmisión y la operación en tiempo real, incorporando las limitaciones que enfrentan los propietarios de unidades de generación. Por lo general, el mercado en tiempo real se despeja varias veces en una hora. En todos los mercados de los Estados Unidos, los precios y los niveles de despacho se establecen cada cinco minutos en respuesta a los cambios en las demandas de cada nodo, la configuración de la red de transmisión y el nivel operativo y la disponibilidad de todas las unidades de generación.

En el anexo 1 se explica en detalle un mercado de precios marginales nodales con dos asentamientos que cooptimiza la adquisición de energía y SSCC durante las 24 horas del día siguiente y luego opera un mercado en tiempo real para gestionar las desviaciones.

Esta alternativa incorpora además un fortalecimiento de los contratos a mediano y largo plazo tanto para la energía como para los SSCC.

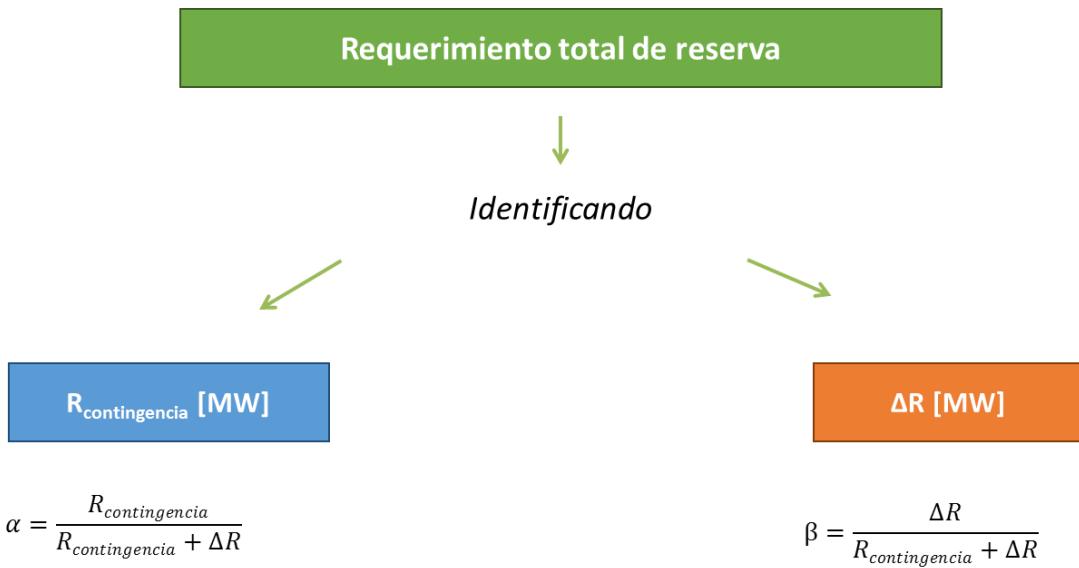
Esta alternativa se completa con un proceso de certificación y cumplimiento.

En relación a quienes pagan los SSCC, la propuesta busca aplicar el Principio 1 explicado antes, en el sentido de buscar "el que causa paga".

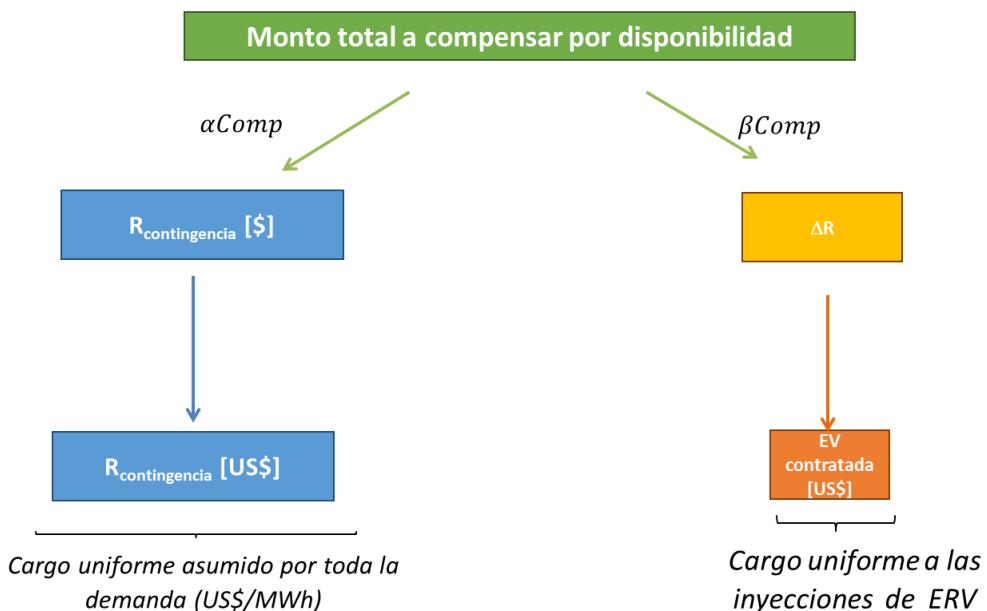
Como se explicara anteriormente, la remuneración de SSCC de reserva tendrá dos componentes: la disponibilidad y la utilización. La alternativa propuesta, al cooptimizar el despacho de energía y generar un mercado DA vinculante y un mercado en tiempo real, resuelve correctamente los pagos por utilización, que corresponderán a los pagos por desvío entre el mercado DA y el mercado en tiempo real, a los precios de cada mercado, que utilizarán el mismo modelo LMP, pero aplicado a condiciones distintas.

Queda entonces por asignar los pagos por disponibilidad entre los distintos actores. Para ello y de acuerdo a lo descrito en sección 4.1 (ver figura 57), se asume que los requerimientos de reserva van a poder diferenciarse al menos entre Reserva de Contingencia y Reserva por ERV (ΔR).

El diagrama de la Figura siguiente explica esta situación:

**Figura 59 – Identificación de requerimientos de reserva**

El total de pagos por disponibilidad que se debe pagar a los proveedores de los SSCC, se asignará de la siguiente forma:

**Figura 60 – Asignación cargos disponibilidad de reserva**

Cabe señalar que esta opción de asignación de pagos propuesta busca que las ERV internalicen en sus costos y por ende en los precios con que competirán en el mercado, principalmente de contratos, los costos adicionales de reserva que ellas originan, sólo así se tendrá una competencia justa entre las tecnologías que no introducen estos requerimientos adicionales y aquellas que si lo hacen. El mercado LMP asigna correctamente casi todos los costos en los pagos, y con esta asignación la última componente de costos asociada a la disponibilidad también se trasladaría a precio.

La asignación de pagos no es un problema trivial y hasta ahora no existen muchas experiencias que buscan diferenciar los pagos asignándolos a los que lo provocan, ello porque los SSCC buscan mantener el equilibrio de la oferta y la demanda de energía en tiempo real en todos los nodos la red de transmisión, y es extremadamente difícil argumentar que la demanda de cantidades específicas de servicios auxiliares es causada por los participantes individuales del mercado. Por ejemplo, las reservas operativas generalmente se compran para administrar la mayor contingencia en el área de control, la llamada "contingencia n-1". Para enfrentar el riesgo de que ocurra esta contingencia, el operador del sistema debe mantener las reservas operativas igual al menos la cantidad de megavatios (MW) que se perderían si ocurriera esta contingencia. Claramente, el tamaño de la "contingencia n-1" hace que el operador del sistema compre una cantidad específica de reservas operativas. Sin embargo, no está claro si alguno de los costos de esta reserva operativa puede asignarse causalmente a unidades o cargas de generación específicas. Este tipo de reserva de contingencia es pagada entonces por la demanda mediante un cargo unitario, que permita recuperar los costos de dar dicha reserva.

Para el caso de las ERV, este estudio plantea una metodología para identificar la cantidad de reservas requeridas por la incorporación de las ERV, luego es posible para esta porción asignar el pago de SSCC basado en principio de costo-causa, pero igual la asignación individual sigue siendo difícil. La propuesta aquí entonces es una asignación uniforme entre todos los actores ERV, siempre con la idea de que la competencia en el mercado de contratos internalice todos los costos en precios.

Esta asignación a un conjunto de agentes no está exenta de dificultades, ya que aquí entra en juego un segundo principio económico fundamental: cuando sea necesario un mecanismo de asignación de costos ad hoc para recuperar los costos no relacionados con la causalidad directa (acá se conoce la causalidad en conjunto, pero no individual), estos costos deben asignarse a aquellos participantes del mercado que probablemente distorsionen menos su comportamiento en respuesta a la asignación de estos costos. Esta lógica ha llevado a que los costos de SCC en la mayoría de los mercados se asigne a la demanda sobre una base de \$ / MWh. La lógica de este mecanismo ha sido que la asignación de costos en este cargo de \$ / MWh es una pequeña fracción del precio que la demanda paga por la electricidad y, por lo tanto, es poco probable que cause que distorsionen su comportamiento para evitarlo. Con alta penetración de ERV, esto puede cambiar significativamente y vale la pena el intento de no cargarlo a la demanda directamente.

En contraste, la asignación de estos costos a los propietarios de unidades de generación de recursos renovables puede hacer que distorsionen su comportamiento para evitar pagar estos costos. Por ejemplo, la asignación de una parte de los costos de SSCC adicionales causados por el aumento de la cantidad de recursos renovables intermitentes en un área de control basado en un cargo uniforme, puede que cause que el propietario del recurso quiera reducir su producción para evitar dicho cargo. Reconociendo estos pros y contra, y analizando experiencias internacionales recientes en que ofertas de precios de contratos no han incorporado estos costos, debiendo el regulador incorporarlos en un adicional posteriormente, no quedando claro si al final el precio resultante era el menor, creemos que el intento de asignar los pagos según causalidad vale la pena, sobre todo en un escenario de creciente penetración de ERV.

Alternativa 2:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 1 propuesta anteriormente, pero sin considerar precios nodales.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, al perderse señales importantes.

Alternativa 3:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 1 propuesta anteriormente, pero sin considerar cooptimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, ya que la optimización secuencial produce mayores costos para los SSCC.

Alternativa 4:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 2 propuesta anteriormente, pero sin considerar cooptimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, ya que la optimización secuencial produce mayores costos para los SSCC y se pierden señales importantes.

El Cuadro siguiente presenta un resumen de cada alternativa, indicando ventajas y desventajas desde el punto de vista del cumplimiento de los Objetivos rectores. El cuadro indica además, los cambios regulatorios requeridos para su implementación.

	Alternativas Propuestas			
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
	Full LMP, cooptimización del despacho de energía y SSCC con al menos dos reliquidaciones diarias (mercado intradiario); Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 1, con precios zonales	Optimización secuencial del despacho de energía y SSCC; precios nodales; mercado intradiario; Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 3 con precios zonales
Principios rectores				
Adecuado dimensionamiento de SSCC (que se construya lo necesario al menor costo)	Adecuado	Puede llevar a distorsiones en la ubicación de los equipos	Puede llevar a sobre instalaciones; mayor costo por servicios de menor calidad	Suma de 2 y 3
Promover oferta suficiente y de calidad en CP y LP(que se paguen los SSCC - Señales Expansión)	Adecuado	Missing Money Señales para expansión pueden ser inadecuados	Missing Money; Precios bajos – señales no eficientes para expansión	Suma de 2 y 3
Correcta Asignación de Costos (Principio de causalidad, que pague el que debe)	Se da en forma natural	Idem 1, pero se pierden ciertas señales de asignación (congestión)	Idem 1	Idem 2
Otros principios y consideraciones				
Mitigar Poder de Mercado	Recomendado al menos en la transición; fácil implementación	Requerido, ante ausencia de señales	Idem1, pero mas profundo	Suma de 2 y 3
Certificación y Cumplimiento	Recomendado	Requerido	Requerido	Requerido
Definición de productos	Permite una mejor, definición, al estar todas las señales	Puede “esconder” la necesidad de productos	Intermedio entre 1 y 3	No permite una adecuada definición
Cambios regulatorios requeridos	Cooptimización & Precios nodales; MI	Cooptimización; MI	Precios nodales; MI	MI

4.3.2 Propuestas Regulatorias para Energía Reactiva y Regulación de Tensión

En relación a estos servicios, existen diversas tendencias que van desde regular completamente estos servicios, estableciendo los compromisos que tienen que cumplir los generadores (curva P-Q, mantenimiento de tensión en las barras del SEP, etc.) hasta aquellos que tratan de originar un mercado en forma análoga a la energía activa.

La eficiencia de cada alternativa tiene que ver con la realidad de cada país, tanto en lo que se refiere a la topología de la red, como a las características de monopolio o competencia existente en base al número de agentes del mercado, concentración de propiedad, etc.

Los conceptos básicos relacionados a este servicio se describieron en Informe 1 y 2, y también en este último se analizaron las opciones aplicadas en distintos países.,

Existe un consenso en que este servicio es sistémico y normalmente se asigna su pago a la demanda. Este servicio depende en todo caso de un buen diseño en el mercado de generación y de SSCC de balance, ya que muchas veces se puede derivar a un problema de control de tensión producto de malas señales en el lado de generación y transmisión, produciéndose crecimiento indiscriminado de generación en un solo nodo, sin contar con la transmisión suficiente o en algunos casos, las decisiones de expansión de transmisión no acompañan a la expansión eficiente de generación en un nodo del SEP.

Respecto a su desarrollo, se propone el esquema de expansión competitiva licitando el servicio (y no equipamiento), en donde se debe considerar cuidadosamente los casos de equipos multiservicio, como los sistemas de almacenamiento en base a baterías, que pueden otorgar control de tensión y otros SSCC a la vez. Este modelo sigue a los esquemas de expansión competitiva de las líneas de transmisión, instaurados en países como Argentina en los años 90 y Chile en el año 2004 (véase [9]), y últimamente aplicado a este SSCC como es también el caso de Chile.

4.3.3 Propuestas regulatorias para los servicios de recuperación de servicio

Tal como se describiera en Informe 1, para el caso del SIN, básicamente se debiera contemplar las siguientes acciones:

- a) Identificar, mediante el análisis de cada una de las regiones eléctricas del SIN, las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva y definir los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello. Analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.
- b) Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.
- c) Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias en el SIN para poder habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.

- d) Identificar los generadores que, ante el colapso total o parcial del SIN, puedan permanecer en servicio alimentando sus servicios auxiliares e incluso a mayor potencia por ejemplo incorporando baterías de acumulación.
- e) Identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico, analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.
- f) Decidir en qué generadores se incorporarán las instalaciones de Arranque en Negro requeridas para optimizar el funcionamiento del SIN.
- g) Elaborar los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el Arranque en Negro.

El objetivo principal que debiera buscarse es asegurar que la mayor cantidad posible de generadores se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema, sin que se provoquen apagones generalizados. La única forma de lograr esto es ajustando rápidamente la cantidad de carga conectada para equilibrar la generación remanente y / o cambiando la configuración del sistema en la forma que sea conveniente. Esto último requerirá que al menos algunas partes de la red sean operadas en estos casos como sistemas de islas independientes.

Por otra parte, el requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro es que los generadores involucrados se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápidamente posible luego de un apagón total en el área. Debido a sus características implícitas, los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para estas tareas. Una vez lograda la operación de un generador importante, se puede restablecer el suministro a los generadores adyacentes, a las cargas locales y, vía circuitos de interconexión, a otras centrales eléctricas de la zona hasta restablecer el suministro normal.

Respecto a su desarrollo, se propone el esquema de expansión competitiva definido para el SSCC de control de tensión, licitando el servicio (y no equipamiento), en donde se debe considerar cuidadosamente los casos de equipos multiservicio, como los sistemas de almacenamiento en base a baterías, que pueden otorgar este servicio y otros SSCC a la vez.

5 CONCLUSIONES

Tal como mencionado anteriormente, las principales conclusiones, todavía preliminares, de los estudios de expansión del sistema para estimar los servicios complementarios que se requieren con la grande penetración de centrales renovables variables se pueden resumir en:

- Si, los resultados de los estudios confirman que las fuentes renovables variables (eólicas o solares) serán vectores de grande importancia para la expansión del sistema colombiano. La capacidad instalada que se prevé asociada a este tipo de fuente pasa de los 3,000 MW en 2030, para el escenario de referencia, el más conservador; y llega a 6,000 MW en el escenario en que no se considera la entrada en operación de la hidroeléctrica Pescadero/Ituango hasta 2030 (dada la incertidumbre sobre la entrada en operación del proyecto); Con respecto a la participación de las fuentes renovables variables (eólicas y solares) en el suministro de la demanda de electricidad, las proyecciones son aún más arrojadas, indicando un crecimiento de los 0.1% actuales para de 12 a 19% a 2030 (dependiendo del escenario);
- Se estima que para 2030 una reducción significativa en la participación de fuentes fósiles en la matriz de electricidad de los 16% actuales para menos de 10%, excepto para el escenario en que no se considera la entrada en servicio de Pescadero/Ituango en el horizonte de análisis, dada la incertidumbre de entrada de la planta;
- Los requerimientos de reserva en giro, como ilustrados, se incrementan de forma sostenida por mayor penetración ERV y podrán llegar a casi 500 MW (mayor valor estimado por los Consultores) para el caso de precio bajo para la inversión en centrales renovables variables. La estimación probabilística y dinámica pasa a ser un tema de gran importancia para el manejo eficiente de la incertidumbre en el pronóstico de generación ERV.

En lo que se refiere a las propuestas regulatorias, se puede concluir que:

- El mercado de SSCC a corto plazo que se cooptimiza con un mercado de energía que refleja todas las limitaciones operativas relevantes reducirá el costo de atender la demanda de energía y accesorios en todos los nodos de la red de transmisión. Este mercado posiblemente requerirá un mecanismo formal de mitigación de poder de mercado para garantizar que los proveedores no puedan aprovechar la configuración de la red de transmisión para ejercer un poder de mercado unilateral.
- El proceso regulatorio debería alentar la formación de un mercado de contratos a mediano y largo plazo activo para SSCC.
- Mientras más diseñado esté el mercado de SSCC y energía a corto plazo para reflejar todas las restricciones operativas relevantes en los precios pagados por los proveedores y los consumidores finales, mayor será la cantidad de recursos renovables intermitentes que se pueden integrar de manera rentable en el mercado mayorista. Al tratar de integrar más recursos intermitentes en un mercado mayorista que no fije el mayor número y variedad de restricciones operativas causadas por una cantidad creciente de recursos renovables intermitentes, mayor será el costo anual de atender la demanda en el mercado.
- Se presentan 4 propuestas regulatorias para cada SSCC, las que en mayor o menor grado cumplen con los principios de eficiencia definidos para lograr el objetivo de tener un

mercado que permita el abastecimiento de SSCC en el corto y largo plazo, con la calidad adecuada y a precios competitivos.

- La siguiente etapa de este trabajo seleccionará una de estas propuestas, o una combinación de ellas, para ser elaborada en detalle.

6 REFERENCIAS

- [1] Propuesta de Reglamento de Servicios Complementarios (2017). <http://www.energia.gob.cl/participa/consultas-ciudadanas/reglamento-de-3>
- [2] Bohn, R., Caramanis, M., & Scheppele, F. (1984). Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time. *The RAND Journal of Economics*, 15(3), 360-376.
- [3] Lannoye, E., Flynn, D., O'Malley, M. (2012). Evaluation of Power System Flexibility. *IEEE Trans. on Power Systems*, 27(2): 922-931.
- [4] Market4RES, 2016. Post-2020 Framework for a Liberalised Electricity Market with a Large Share of Renewable Energy Sources. Final report of the Market4RES project, financed by the European Commission.
- [5] IEA, International Energy Agency, 2016. Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-carbon Power Systems.
- [6] MITei, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Final report.
- [7] DNV GL, 2014. Integration of Renewable Energy in Europe. Report for the project ENER/C1/427-2010 financed by the European Commission
- [8] Lannoye, E., Flynn, D., O'Malley, M. (2015). Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility. *IEEE Trans. on power Systems*, 30(1): 57-66.
- [9] Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza. (2008) A lesson from Argentina: Setting transmission tolls in a competitive auction is much better than regulating them. *Energy Economics*, 2008, vol. 30, issue 4 Pages 1334-1366.
- [10] Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F. (2013a). Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. *IEEE Trans. Sustainable Energy*, 4(1): 200-209.
- [11] Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S., Hummon, M., Kilicote, S., Macdonald, J., Matson, N., Olsen, D., Rose, C., Sohn, M.D., Starke, M., Kirby, B., O'Malley, M. (2013b). Demand Response for Ancillary Services. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 4(4): 1988-1995.
- [12] Oren, S. (2001, January). Design of ancillary service markets. In *System Sciences, 2001. Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on* (pp. 9-pp). IEEE.
- [13] Munoz, F. D., Wogrin, S., Oren, S., and Hobbs, B. F. (2017). Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs. UAI Working Paper Series.
- [14] Nosair, H. and Bouffard, F. (2015). Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, 6(3): 800-809.
- [15] Wolak, Frank A. "Regulating competition in wholesale electricity supply." *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* University of Chicago Press, 2014. 195-289.

- [16] Palmer, K. and D. Burtraw (2005). Cost-effectiveness of renewable electricity policies. *Energy Economics* 27: 873-894.
- [17] Powers, M. (2012). Small is (Still) Beautiful: Designing U.S. Energy Policies to Increase Localized Renewable Energy Generation, *Wisconsin International Law Journal*, 30 (3), 596-667.
- [18] Roques, F., Perekhodtsev, D., and Hirth, L. (2016). Electricity market design and renewable energy deployment. Report for the International Energy Agency, under the Renewable Energy
- [19] Wu, T., Rothleder, M., Alaywan, Z., & Papalexopoulos, A. D. (2004). Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow. *IEEE Transactions on power systems*, 19(1), 339-347
- [20] Ulbig, A., Andersson, G. (2015). Analyzing Operational Flexibility of Electric Power Systems.
- [21] Electrical Power and Energy Systems, 72: 155-164.
- [22] U.S. Energy Information Administration, US-EIA (2013). International Energy Outlook 2013. [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
- [23] Wolak, F. (2016). Level versus Variability Trade-offs in Wind and Solar Generation Investments:
- [24] The Case of California. *The Energy Journal*, vol 37(01).
- [25] Woodman, B. and C. Mitchell (2011). Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. *Energy Policy* 39(7): 3914-3921
- [26] Energías Renovables en Colombia - Unidad de Planeación Minero Energética – UPME Ministerio de Minas y Energía. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2016/120516-iv-kolumbien-06-valencia.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- [27] IRENA – International Renewable Energy Agency – <http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas>
- [28] Gelaro, R. et allí, 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>
- [29] Staffell, Iain; Pfenninger, Stefan (2016). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114, 1224–1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068
- [30] Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060

- [31] Schröder, Andreas, et al. *Current and prospective costs of electricity generation until 2050.* No. 68. Data Documentation, DIW, 2013.

ANEXO

La siguiente notación es necesaria para explicar los conceptos básicos de un mercado de precios marginales nodales con dos asentamientos que cooptimiza la adquisición de energía y servicios auxiliares durante las 24 horas del día siguiente y luego opera un mercado en tiempo real para gestionar las desviaciones. a partir de los despachos diarios de las unidades de generación y de las entidades de servicio de demanda

A. Notación

Constantes		Variables	
\bar{P}_g	Capacidad máxima generador g [MW].	$u_g(t)$	Estado del generador g en la hora t. 1 si está disponible, 0 si no.
P_g	Potencia mínima estable del generador g [MW].	$P_g^{DA}(t)$	Energía producida por generador g en la hora t en el despeje del Day-Ahead [MW].
Rup_g	Reserva en giro de subida máxima del generador g [MW/h].	$P_g^{RT}(t)$	Energía producida por generador g en la hora t en el despeje del Mercado en tiempo real [MW].
Rdn_g	Reserva en giro de bajada máxima del generador g [MW/h].	$Rup_g(t)$	Reserva en giro de subida del generador g en la hora t [MW/h].
π_g^E	Costo variable de energía del generador g [\$/MWh].	$Rdn_g(t)$	Reserva en giro de bajada del generador g en la hora t [MW/h].
π_g^{Rup}	Costo variable de reserva de subida de generador g [\$/MW/h].	$\lambda_E^{DA}(t)$	Costo marginal del sistema en la hora t en el despeje del Day-Ahead [\$/MWh].
π_g^{Rdn}	Costo variable de reserva de bajada de generador g [\$/MW/h].	$\lambda_E^{RT}(t)$	Costo marginal del sistema en la hora t en el despeje del Mercado en tiempo real [\$/MWh].
$D(t)$	Demanda en la hora t [MW].	$\lambda_{Rup}^{DA}(t)$	Costo de la reserva en giro de subida del sistema en la hora t en el despeje del Day-Ahead [\$/MW/h].
$Req^{Rup}(t)$	Requerimiento de reserva en giro de subida en la hora t [MW/h].	$\lambda_{Rdn}^{DA}(t)$	Costo de la reserva en giro de bajada del sistema en la hora t en el despeje del Day-Ahead [\$/MW/h].
$Req^{Rdn}(t)$	Requerimiento de reserva en giro de bajada en la hora t [MW/h].		

B. Formulación del problema

Day-Ahead

Minimización de los costos de energía y servicios auxiliares para el día siguiente:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{g=1}^G P_g^{DA}(t) * \pi_g^P + Rup_g(t) * \pi_g^{Rup} + Rdn_g(t) * \pi_g^{Rdn} \right\}$$

Sujeto a:

Generación igual a demanda en cada hora:

$$\sum_{g=1}^G P_g^{DA}(t) - D(t) = 0, \forall t : \{1, \dots, 24\}, [\lambda_E^{DA}(t)]$$

Reserva en giro de subida horaria \geq requerimiento horario:

$$Req^{Rup}(t) \leq \sum_{g=1}^G Rup_g(t), \forall t : \{1, \dots, 24\}, [\lambda_{Rup}^{DA}(t)]$$

Reserva en giro de bajada horaria \geq requerimiento horario:

$$Req^{Rdn}(t) \leq \sum_{g=1}^G Rdn_g(t), \forall t : \{1, \dots, 24\}, [\lambda_{Rdn}^{DA}(t)]$$

La producción de energía por hora menos las reservas de bajada son igual o mayor que la generación mínima comprometida de cada unidad g:

$$u_g(t) * \underline{P}_g \leq P_g^{DA}(t) - Rdn_g(t), \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

La producción de energía por hora menos las reservas de subida son igual o mayor que la generación mínima comprometida de cada unidad g.

$$P_g^{DA}(t) + Rup_g(t) \leq \bar{P}_g * u_g(t), \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Las reservas en giro de subida por hora que mantiene cada generador g son menores o iguales que la capacidad de la unidad (incluida la rampa):

$$Rup_g(t) \leq \overline{Rup}_g, \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Las reservas en giro de bajada por hora que mantiene cada generador g son menores o iguales que la capacidad de la unidad (incluida la rampa):

$$Rdn_g(t) \leq \overline{Rdn}_g, \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Precios en tiempo real en intervalo τ (los intervalos de precios en tiempo real deben ser más cortos que una hora)

Minimizar el costo de redespacho de energía y servicios auxiliares durante el intervalo de precios τ

$$\min \left\{ \sum_{g=1}^G P_g^{RT}(\tau) * \pi_g^P + Rup_g(t) * \pi_g^{Rup} + Rdn_g(t) * \pi_g^{Rdn} \right\}$$

Sujeto a

la generación total coincide con la demanda en el intervalo de precios τ :

$$\sum_{g=1}^G P_g^{RT}(\tau) - D(\tau) = 0 , [\lambda_E^{RT}(\tau)]$$

La desviación de la producción de energía en tiempo real en comparación con la producción de energía programada para el día siguiente de cada generador g no puede exceder los recursos de reserva confirmados por esa unidad en el intervalo de precios τ :

$$P_g^{DA}(\tau) - Rdn_g(\tau) \leq P_g^{RT}(\tau) \leq P_g^{DA}(\tau) + Rup_g(\tau), \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Las reservas en giro de subida por hora que mantiene cada generador g son menores o iguales que la capacidad de la unidad (incluida la rampa):

$$Rup_g(t) \leq \overline{Rup}_g, \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Las reservas en giro de bajada por hora que mantiene cada generador g son menores o iguales que la capacidad de la unidad (incluida la rampa):

$$Rdn_g(t) \leq \overline{Rdn}_g, \forall t : \{1, \dots, 24\}, \forall g : \{1, \dots, G\}$$

Tanto las restricciones de la red de transmisión del mercado en tiempo real como las del día siguiente deben incluirse en el conjunto de restricciones. Esto implica que la demanda de energía debe ser igual al suministro de energía en cada nodo de la red de transmisión después de tener en cuenta las pérdidas de transmisión. Otras simplificaciones incluyen otras restricciones operativas tales como restricciones de rampa. El diseño final del mercado debe modelar estas restricciones tanto en el mercado diario como en el tiempo real. El modelo anterior asume requisitos de servicios auxiliares exógenos. El modelo podría ampliarse para incluir un comportamiento endógeno de oferta del proveedor de servicios y de la entidad de demanda determinada según los requisitos de los servicios auxiliares. Estos modelos suponen que solo las unidades de generación proporcionan servicios auxiliares. Se pueden incluir tecnologías de respuesta a la demanda y de almacenamiento. Los servicios auxiliares representados son solo reservas en giro. Hay una cantidad de servicios auxiliares adicionales en el mercado real, y estos pueden incorporarse en el modelo de manera análoga.

C. Asentamientos en tiempo real

Un proveedor recibe ingresos de las ventas en el mercado diario y los pagos de desequilibrio, que pueden ser positivos o negativos, del mercado en tiempo real. Por ejemplo, una empresa con un generador g recibiría el precio diario por cualquier venta de energía y servicios auxiliares en el mercado diario a $\lambda_{E,g}^{DA}(t)$, $\lambda_{Rup,g}^{DA}(t)$, and $\lambda_{Rdn,g}^{DA}(t)$, respectivamente. El generador g también recibiría el precio en tiempo real por ventas adicionales de energía o servicios auxiliares en el mercado en tiempo real o pagaría el precio en tiempo real para compensar un déficit relativo a su compromiso diario de energía o un servicio auxiliar a $\lambda_{E,g}^{RT}(t)$, $\lambda_{Rup,g}^{RT}(t)$, and $\lambda_{Rdn,g}^{RT}(t)$, respectivamente.

El generador g obtiene los siguientes ingresos en la hora t :

- Ingresos totales del generador g en la hora t [\$]:

$$\text{Revenue}_g(t) = \text{Revenue}_g^{Energy}(t) + \text{Revenue}_g^{Rup}(t) + \text{Revenue}_g^{Rdn}(t)$$

- Ingresos de energía del generador g en la hora t [\$]:

$$\text{Revenue}_g^{Energy}(t) = P_g^{DA}(t) * \lambda_{E,g}^{DA}(t) + (P_g^{RT}(t) - P_g^{DA}(t)) * \lambda_E^{RT}(t)$$

- Ingresos de reserva de subida del generador g en la hora t [\$].

$$\text{Revenue}_g^{Rup}(t) = Rup_g^{DA}(t) * \lambda_{Rup,g}^{DA}(t) + (Rup_g^{RT}(t) - Rup_g^{DA}(t)) * \lambda_E^{RT}(t)$$

- Ingresos de reserva de bajada del generador g en la hora t [\$]

$$\text{Revenue}_g^{Rdn}(t) = Rdn_g^{DA}(t) * \lambda_{Rdn,g}^{DA}(t) + (Rdn_g^{RT}(t) - Rdn_g^{DA}(t)) * \lambda_E^{RT}(t)$$

Los suministradores también pueden firmar contratos de mediano y largo plazo (2 a 3 años) para energía ($P_g^{LT}(t)$), reservas spinning up ($Rup_g^{LT}(t)$), y reservas spinning down ($Rdn_g^{LT}(t)$) a precios $\lambda_{E,g}^{LT}(t)$, $\lambda_{Rup,g}^{LT}(t)$, and $\lambda_{Rdn,g}^{LT}(t)$, respectivamente. Estos contratos se clarean contra los precios del day-ahead. En este caso, los ingresos totales del generador serían los ingresos de los contratos, los pagos de balance en el day-ahead, y luego otro balance entre los precios y cantidades del day ahead y del mercado en tiempo real.

La formulación anterior se abstrae de una serie de características del mercado real con el fin de establecer los aspectos básicos de cómo se determinan los precios de energía y servicios auxiliares y los niveles de despacho en el mercado diario y en tiempo real que emplea precios marginales nodales y, que al mismo tiempo adquiere energía y servicios auxiliares. Es importante tener en cuenta que, si no hay desviaciones o contingencias en tiempo real y la configuración de la red de transmisión en el mercado en tiempo real es la misma que la utilizada en el mercado diario, entonces $\lambda_E^{RT}(\kappa) = \lambda_E^{DA}(\kappa)$.

Los resultados diarios del mercado podrían comunicarse a los participantes del mercado antes de las 3 pm del día anterior a la operación real del sistema. A medianoche, el mercado en tiempo real podría comenzar a operar para eliminar los desequilibrios de energía en toda la red de transmisión. Los proveedores de reservas estarían sujetos al riesgo de suministrar más o menos energía en tiempo real, y cualquier aumento o reducción se pagaría o vendería al precio en tiempo real de esa hora del día. El enfoque de dos asentamientos en el mercado de la energía permitiría que en los mercados day ahead y en el tiempo real difieran de una manera

que refleje las diferencias en las condiciones del sistema entre los mercados del día y el tiempo real.