

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

Informe Final – Propuesta Reglamentaria Servicios Complementarios

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



Diciembre 2018

CONTENIDO

Glosario	3
1 Introducción	5
2 Propuesta Reglamentaria Seleccionada para los Servicios Complementarios	12
2.1 Aspectos Generales	12
2.1.1 Informe de servicios complementarios.....	13
2.2 Servicios complementarios vendidos a corto plazo	14
2.2.1 Co-optimización de Energía y Servicios complementarios multinodal	18
2.2.2 Mitigación de poder de mercado para Servicios Complementarios	21
2.2.3 Penalizaciones por incumplimiento	22
2.2.4 Asignación de costos	23
2.2.5 Contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar reservas.....	23
2.3 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo.....	23
2.3.1 Prestación y/o instalación directa	25
2.4 Verificación de Instalaciones, Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios	26
3 Referencias	27

GLOSARIO

AR	Servicio de Aislamiento Rápido
CCGT	Turbinas de Ciclo Combinado
CCGT	Turbinas de ciclo combinado
CGE	Grandes Consumidores Especiales
CICLAJE	Variación de la generación térmica ante variaciones de ERV
CND	Centro Nacional de Despacho
CP	Corto Plazo
CRD	Centros Regionales de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Electricidad y Gas
CRF	Control Rápido de Frecuencia
CSF	Control Secundario de Frecuencia
CVaR	Conditional Value at Risk
DA	Mercado del Dia Anterior
DMC	Desconexión Manual de Carga
EDAC	Desconexión de Carga Automática
EDAG	Desconexión de Generación Automática
ENS	Energía No Suministrada
ERV	Energías Renovables Variables, en inglés VRE (“Variable Resource Energy”)
EV	Servicio de Equipos de Vinculación
GSEE	Global Solar Energy Estimator
ISO	Operador de Sistema Independiente
LMP	Precios Marginales Nodales (“Locational Marginal Price”)
LP	Largo Plazo
MERRA-2	MERRA es la abreviatura para “Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications (versión 2)”
MIP	Mixed Interger Programming (Programación Entera Mixta)
PA	Servicio de Partida Autónoma

PDCC	Plan de Defensa contra Contingencias Críticas
PDCE	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
PIVOTAL SUPPLIER	Agente Pivotal suministrador de energía o SSCC
RPF	Reserva Primaria de Frecuencia
RSF	Reserva Secundaria de Frecuencia
RSF ₋	Regulación Secundaria por Sobre frecuencia
RSF ₊	Regulación Secundaria por Subfrecuencia
RTF	Reserva Terciaria de Frecuencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional Colombiano
SSCC	Servicios Complementarios
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
VWF	Virtual Wind Farm
XM	Operador del sistema colombiano (Los Expertos del Mercado)

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe describe el avance de la actividad 4 definida en el Informe 1 de metodología, de modo de alcanzar los objetivos de este proyecto, también descritos en dicho Informe.

Este avance, que forma parte del Informe Final, se centra en la descripción de la alternativa regulatoria seleccionada.

El Informe final incluirá conclusiones de esta propuesta y su interrelación con el resto del trabajo realizado.

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

Principios Rectores : Dimensionamiento adecuado de los SSCC; Promover la oferta suficiente y de calidad para otorgarlos ; Correcta asignación a los pagadores primando el principio básico de que el que causa paga

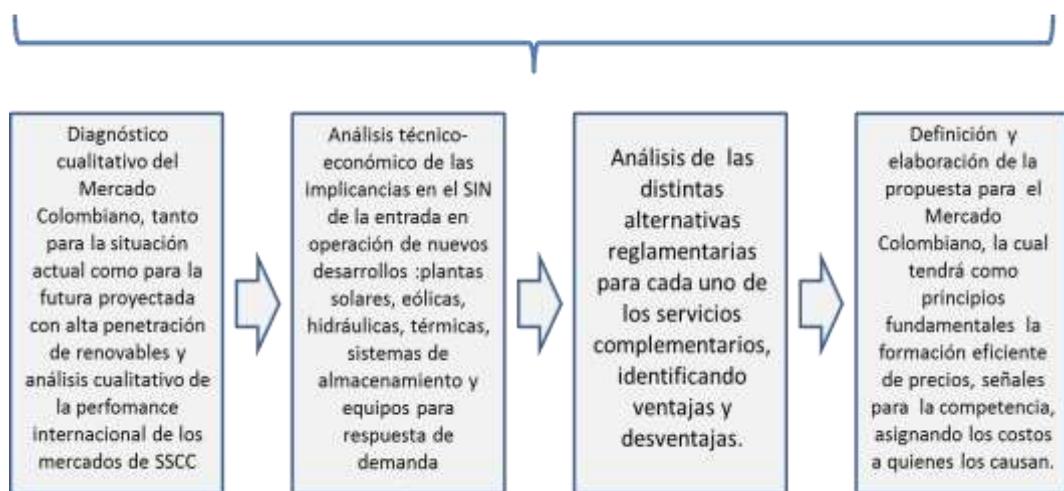


Figura 1 – Metodología y Estrategia

La actividades 1, 2 y 3 ya se desarrollaron en los Informes N° 2 y 3.

En particular el Informe 3 describió distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas, desde el punto de vista del cumplimiento de los principios rectores mencionados.

Como se indicara en el mencionado Informe 3, los tres objetivos generales de diseño del mercado, se resumen en:

- 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.

Existe una gran variación a nivel mundial en los mercados de servicios complementarios en términos de los servicios demandados y cómo se contratan. Las diferentes regiones utilizan diferentes características de unidades de generación, redes de transmisión y distribución y protocolos de operación del sistema para mantener un suministro confiable de electricidad.

Ahora bien, desde el punto de vista de cómo se obtienen, se pueden definir dos tipos de servicios complementarios:

- (1) los que se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y
- (2) los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo generalmente basados en ofertas.

El primer enfoque se emplea generalmente para servicios complementarios que son de naturaleza local, y por lo tanto, es probable que sea proporcionado por un pequeño número de instalaciones, por lo que los problemas de poder de mercado podrían ser graves si se implementara un mercado a corto plazo basado en ofertas. La demanda de estos servicios no varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios. Control de voltaje y Planes de Recuperación de Servicio, con productos tales como partida autónoma son ejemplos de servicios complementarios que tienen estas características.

Por otra parte, servicios complementarios que tienen menos demandas locales, que pueden ser proporcionadas por más recursos y tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y el año se venden generalmente a través de mercados de corto plazo basados en ofertas. Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y administran las contingencias a corto plazo se ajustan a estas características y, por lo tanto, generalmente se compran en mercados horarios en muchos mercados mayoristas de electricidad a nivel mundial.

Una propuesta regulatoria para servicios complementarios debe distinguir entonces entre estos dos tipos, dada su naturaleza tan distinta. Como se verá en detalle en el desarrollo de la propuesta, para el caso (1) hay tres mecanismos que utilizan los operadores de sistemas para obtenerlos:

- a) A los propietarios de las instalaciones se les puede exigir que proporcionen estos servicios como condición para participar en el mercado mayorista sin una compensación explícita.
- b) El regulador y el operador del sistema pueden formular un enfoque basado en costos para la compensación por la prestación anual del servicio.
- c) Finalmente, el operador del sistema y el regulador pueden ejecutar un proceso competitivo de adquisición basado en oferta para otorgar un determinado servicio.

En lo sucesivo, este informe desarrollará dependiendo de las condiciones de competencia para los servicios de este tipo, las opciones (b) y (c), que se denominarán genéricamente Prestación Directa y Licitación respectivamente.

El Cuadro siguiente describe entonces los servicios complementarios propuestos para el desarrollo inicial del mercado, clasificados por su naturaleza y por la forma en que se obtienen, lo que define el marco para la propuesta regulatoria. Cabe señalar que la descripción de estos servicios se desarrolló en el Informe 3, y se incluye también en detalle en Informe Final, el que además considera las observaciones recibidas por los agentes del mercado en lo relativo a su definición.

Categoría	Servicio	Propuesta Regulatoria	
		Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
Balance	Control rápido de frecuencia	Licitación	Determinado por Operador
	Control primario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control secundario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control terciario de frecuencia	Oferta	Diario
Control de tensión	Control de tensión	Licitación	Determinado por Operador
Recuperación de Servicio	Control de Contingencia	Licitación /Prestación directa	Anual
	Plan de Recuperación de Servicio	Licitación /Prestación directa	Determinado por Operador

En lo que respecta a los servicios de control de frecuencia (con excepción del control rápido), el informe 3 describió 4 alternativas que cumplían en mayor o menor grado con los principios rectores definidos, las que se muestran en cuadro siguiente (ya incluido en Informe 3), que presenta un resumen de cada alternativa, indicando ventajas y desventajas desde el punto de vista del cumplimiento de los objetivos rectores e 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

Cabe señalar que de estas cuatro alternativas, la CREG definió desarrollar en detalle la Alternativa2, la que a su vez se ajusta a lo definido en el Estudio de Mercados Intradadiarios desarrollado paralelamente al presente estudio.

A continuación se desarrolla entonces dicha opción en detalle.

2 PROPUESTA REGLAMENTARIA SELECCIONADA PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Como se mencionara en la sección anterior la propuesta regulatoria se divide en dos, para tratar los servicios complementarios tipo 1 y 2; no obstante, hay ciertos aspectos generales de la propuesta que son comunes a ambas opciones.

2.1 Aspectos Generales

Son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El Centro Nacional de Despacho (CND), a través de los Servicios Complementarios, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

Los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Interconectado Nacional deberán materializarse a través de procesos de licitaciones u ofertas, estas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo (diario con detalle horario).

De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones sean declaradas desiertas o las ofertas no sean suficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria en los términos que se señalan en la presente propuesta.

Para efectos de establecer que las condiciones de mercado no sean competitivas, la CREG y/o el Operador del sistema analizarán las condiciones estructurales y dinámicas existentes tales como, la naturaleza sistémica o local del Servicio Complementario, el número de potenciales oferentes, el grado de concentración del mercado del respectivo servicio, las barreras de entrada y salida, así como toda otra variable relevante que influya en la competitividad de la prestación del servicio. La remuneración de los Servicios Complementarios deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

La CREG definirá mediante la Resolución correspondiente, los Servicios Complementarios y sus respectivas categorías, los que inicialmente pueden ser los propuestos en este estudio. Sin perjuicio de lo anterior, la CREG podrá solicitar, en cualquier momento, al Centro Nacional de Despacho (CND) que informe sobre eventuales nuevos Servicios Complementarios o categorías de éstos, con el objeto de poder ser incorporados en la Resolución SSCC.

Para efectos de lo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá elaborar un informe con una propuesta, en adelante "Propuesta de SSCC", la que deberá contener la definición y descripción de los Servicios Complementarios, y sus respectivas categoría o subcategorías, que puedan ser requeridos por el Sistema Interconectado Nacional para su operación segura, de calidad y más económica, en el corto, mediano y largo plazo. Para la elaboración de esta propuesta, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá considerar los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional teniendo en consideración, al menos, la evolución esperada en la matriz de generación, comportamiento y proyecciones de demanda y

generación, la planificación de la transmisión, y el desarrollo, evolución y cambios tecnológicos de las instalaciones y operación del sistema eléctrico

Dicha Propuesta de SSCC también podrá ser enviada a la CREG cada vez que el Centro Nacional de Despacho (CND), como resultado de los análisis efectuados en virtud de lo dispuesto en el párrafo anterior, y de los requerimientos del sistema eléctrico, determine la necesidad de proponer nuevos servicios y categorías de éstos para que la CREG modifique la Resolución de SSCC, si corresponde.

Se podrá prestar desde una misma instalación del sistema eléctrico más de un Servicio Complementario, de manera simultánea o en distintos tiempos, cuando las características técnicas de dicha instalación así lo permitan. La prestación simultánea de dos o más servicios que se realice a través de una misma instalación no podrá comprometer el cumplimiento de las prestaciones de ninguno de los Servicios Complementarios por separado, así como tampoco podrá existir doble pago de servicios o infraestructura.

2.1.1 Informe de servicios complementarios

Anualmente, en base a los criterios definidos en la Resolución SSCC, el Centro Nacional de Despacho (CND) elaborará y comunicará el Informe SSCC, en el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Interconectado Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Previo a ello, los interesados podrán presentar al Centro Nacional de Despacho (CND), para su consideración en la elaboración del Informe SSCC, proyectos y propuestas de soluciones para la prestación de Servicios Complementarios.

Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá analizar y determinar los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional para su operación segura, de calidad y más económica, identificar los Servicios Complementarios necesarios para cumplir con dichos requerimientos, y luego determinar los recursos técnicos que están disponibles en el sistema eléctrico para la prestación de los distintos servicios. En caso de que los recursos técnicos sean insuficientes para satisfacer los requerimientos antes señalados, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá identificar los nuevos recursos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional.

El Informe SSCC, deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Requerimientos de SSCC para al menos el siguiente año (balance, control de tensión y recuperación de servicio).
- b) Identificar recursos existentes y necesidad de nuevos recursos (control de tensión y recuperación de servicio).
- c) Análisis de competencia para los servicios complementarios indicados en b).
- d) Requerimiento de nuevos SSCC, y si corresponde, informar a la CREG para que emita una nueva Resolución.
- e) Análisis de costos para prestación directa.

Para efectos de la elaboración del Informe SSCC y la determinación de los Servicios Complementarios requeridos para la operación de calidad, segura y más económica del

sistema eléctrico, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá definir un horizonte de evaluación de dichos requerimientos, el cual no podrá ser inferior a un año.

Entre cada Informe SSCC, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá, mediante una actualización, incluir o modificar fundadamente los requerimientos de Servicios Complementarios establecidos en dicho informe, como también los recursos técnicos e infraestructura disponible en el sistema eléctrico.

El Centro Nacional de Despacho (CND) deberá monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios contenidos en el Informe SSCC, mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina.

En caso de que el Centro Nacional de Despacho (CND) constate cambios en las condiciones de mercado que justificaron los mecanismos de materialización establecidos, deberá modificar el Informe SSCC mediante una actualización del mismo.

2.2 Servicios complementarios vendidos a corto plazo.

La demanda de reservas operativas típicamente escala con el nivel y la volatilidad de la demanda neta de recursos asignables. La demanda neta de recursos despachables es la diferencia entre la demanda horaria de electricidad menos la producción horaria de recursos de generación intermitentes. Si hay un número suficiente de unidades de generación capaces de proporcionar reservas operativas, entonces un mercado a corto plazo es una forma rentable de obtener estos servicios por hora.

Las reservas operativas son utilizadas para proporcionar dos clases de productos: (1) servicios de gestión de contingencia y (2) servicios de control de frecuencia. Las reservas de contingencia responden a la pérdida de una unidad de generación o una línea de transmisión que crea una perturbación en la red eléctrica. Las reservas de control de frecuencia responden a las desviaciones en la frecuencia del sistema. Diferentes productos responden a grandes desviaciones de frecuencia en comparación con pequeñas desviaciones de frecuencia. Actualmente, en Colombia sólo opera un mercado para responder a las pequeñas desviaciones de frecuencia utilizando el control de la generación automática (AGC).

La propuesta regulatoria considera que los actores del mercado oferten además de energía, 4 productos adicionales, en una modalidad de oferta simple (cantidad, precio unitario), las que serán a en general a precios distintos entre ellas y de la energía:

- a) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Primaria, a un valor en US\$/MW¹.

¹ Debido a que el control de frecuencia primaria se activa localmente normalmente se proporciona bajo el mecanismo de condición para participar. No hay costos directos asociados con la prestación de este servicio. Sin embargo, algunas regiones con una gran proporción de recursos de generación intermitente, como Chile y California, están implementando un mercado centralizado para la regulación de la frecuencia primaria. Debido a que Colombia tiene actualmente una proporción muy pequeña de recursos renovables intermitentes y una gran participación de capacidad hidroeléctrica, el enfoque de condición para participar en la provisión del control de frecuencia primaria puede ser suficiente para el futuro próximo y no adoptar todavía el esquema de mercado propuesto. Una vez que otros mercados en el mundo hayan implementado con éxito mercados centralizados a corto plazo para el control de frecuencia primaria, Colombia podría considerar establecer dicho mercado.

- b) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a subir, a un valor en US\$/MW.
- c) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a bajar, a un valor en US\$/MW.
- d) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Terciaria, a un valor en US\$/MW².

las que se efectuarán en la misma oportunidad y en los plazos que se definen para el mercado de energía.

La regulación de frecuencia secundaria responde a pequeños cambios en la frecuencia. Se proporciona de forma centralizada y automática por el operador del sistema. En los mercados de América del Norte, al igual que en Colombia, el control de frecuencia secundario a menudo se conoce como Control de Generación Automática (AGC) porque esta es una herramienta que se usa para proporcionar control de frecuencia secundaria. Unidades de generación ofrecen rangos de regulación sobre la que sus unidades pueden operar bajo AGC. En la mayoría de los mercados de servicios complementarios a corto plazo, el AGC se vendió inicialmente de forma simétrica en función del despacho de energía de un proveedor. Por ejemplo, si el propietario de una unidad de generación vendiera 10 MW de capacidad AGC durante una hora y tuviera un despacho de energía de 150 MWh para esa hora, esa unidad podría operar entre 160 MW y 140 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones del Operador del sistema con el fin de mantener la frecuencia del sistema dentro de límites aceptables.

La mayoría de los mercados pasaron a un esquema en el que se crearon servicios complementarios de AGC direccionales separados. Esto se hizo en respuesta al hecho que durante ciertas horas del día la demanda de servicios de AGC fue direccional: durante la rampa de la mañana, la demanda fue principalmente para el AGC ascendente y durante la rampa de la noche principalmente el AGC descendente. En América del Norte, estos productos se conocen como Regulación arriba (RegUp) y Regulación abajo (RegDn). Si la unidad con un programa final de 150 MWh vende 10 MW de RegUp, el propietario de la unidad debe estar dispuesto a operar entre 150 MW y 160 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones de AGC del operador del sistema. Si la unidad vende 10 MW de RegDn, entonces debe estar dispuesta a operar entre 150 MW y 140 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones de AGC del operador del sistema.

La propuesta regulatoria consiste en los siguientes pasos:

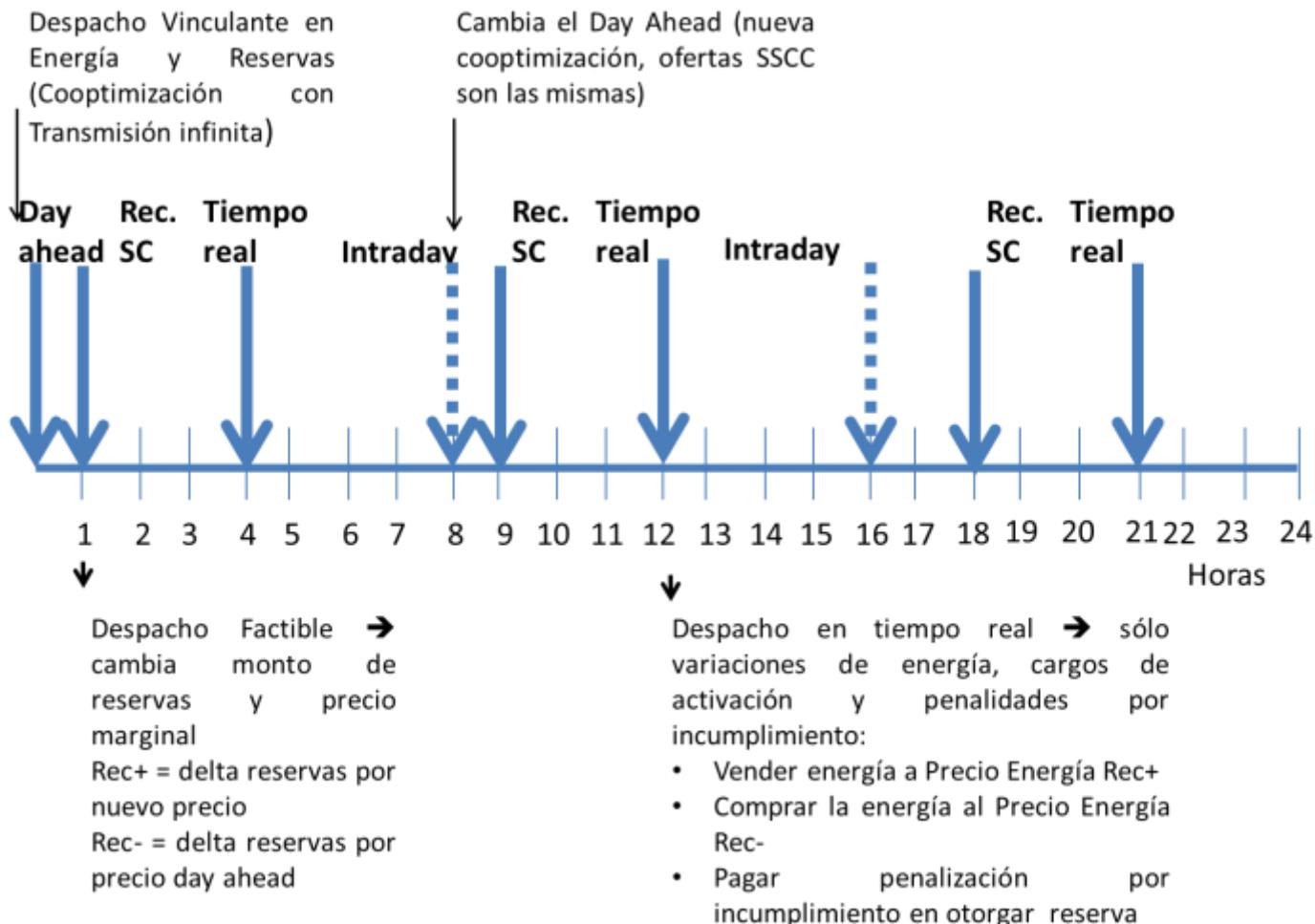
- a) Un Mercado Day Ahead de precio único (transmisión infinita) que define cantidades vinculantes de energía y SSCC, mediante un proceso de cooptimización de energía y reservas³. Como resultado de este proceso se tendrán cantidades de reservas

² Debido a la gran cantidad de recursos hidroeléctricos en Colombia, es poco probable que exista una necesidad significativa de reservas no rotatorias.

³ Hubiera sido mejor considerar las restricciones de transmisión y tener un Day Ahead con precios nodales, pero la estructura definida en el estudio de Mercados Intradiarios y la definición de CREG antes mencionada, conducen a esta opción “ad hoc” de nodo único.

- seleccionadas y el precio al que serán remuneradas, que será el precio “pay as clear” del proceso de cooptimización (costo marginal de la reserva respectiva)
- b) Un mecanismo de reconciliación, que es necesario debido a que la transmisión y otras restricciones operativas relevantes no se consideran en el Day Ahead, al ser un despacho de nodo único. Este mecanismo de conciliación para los servicios de energía y servicios complementarios permite garantizar que el despacho de la energía final y los programas de servicios complementarios sean físicamente factibles. Entre el cierre del Day Ahead y el funcionamiento del sistema en tiempo real, XM operará un mecanismo de reconciliación de servicios complementarios positivo y negativo.
 - c) Existirá una conciliación positiva de SSCC cuando el despacho factible incorpore una unidad para otorgar servicios de reserva que no estaba contemplada en el Day Ahead, la que recibirá en este proceso de reconciliación el nuevo precio de despeje en el Day Ahead por la cantidad de reserva adicional y habrá reconciliaciones negativas (las unidades que aparecían seleccionadas para dar reserva en el Day Ahead, pero físicamente no pueden otorgarlas por restricciones de transmisión). La reconciliación negativa corresponderá a la cantidad de reserva no proporcionada al precio original del Day Ahead, es decir, dicha unidad quedará neutra devolviendo el dinero que se le pagó en el Day Ahead
 - d) A partir del momento de la reconciliación, que debiera ser unas dos o tres horas antes del despacho en tiempo real, ya no habrá más venta de servicios complementarios y todas las desviaciones del despacho en tiempo real se pagarán como activación de reservas, o energía. En el tiempo real se darán entonces las siguientes posibilidades: las unidades cuya Disponibilidad de Reserva sea activada, recibirán según sea el caso el monto de energía adicional valorado al precio de energía de reconciliación positiva. Por el contrario, si se activa reserva a bajar, la unidad recibirá su precio por Disponibilidad solamente (el que debe reflejar el costo de oportunidad de tener que bajar la producción). Si una unidad es llamada a otorgar reserva de subida y no cumple, entonces deberá comprar la energía al precio vigente del Mercado intradiario de Energía y además pagar la penalización por indisponibilidad definida más adelante.
 - e) Las sesiones de mercado intradiario ocurrirán en algún momento entre el Day Ahead y la apertura de un mecanismo de reconciliación. En tal situación, podrá darse el caso de que una unidad entró al mercado de energía como resultado de la cooptimización en dicha sesión y sale del mercado de SSCC no recibiendo su remuneración de disponibilidad de reserva a partir de ese momento. Cabe señalar que no se contempla cambio de ofertas de servicios complementarios en la sesión de intradiario, de modo de promover el paso a mercado de energía y reducir el requerimiento de servicios complementarios.

El diagrama a continuación busca esquematizar la propuesta planteada.



2.2.1 Co-optimización de Energía y Servicios complementarios multinodal

En esta sección se presenta la formulación matemática de un mercado Day Ahead co-optimizado de energía y servicios complementarios que determina los precios en todos los nodos de la red, considerando todas las restricciones de transmisión relevantes y otras restricciones operativas relevantes. A esto le sigue una presentación del mercado de energía en tiempo real correspondiente.

Defina la siguiente notación para calcular los precios de equilibrio de mercado de la energía y los tres servicios complementarios: Regulación arriba (RegUp), Regulación abajo (RegDn) y Reserva Terciaria (SR)⁴⁵.

$K(i)$ = capacidad de la unidad i en MWs

$KMIN(i)$ = nivel operativo mínimo de seguridad para la unidad i en MWs

$X(i,j,h)$ = incremento de cantidad de energía j ofrecida por la unidad i durante la hora h

$P(i,j,h)$ = precio de oferta por incremento de cantidad de energía j de la unidad i durante la hora h

$RUP(i,j,h)$ = incremento de cantidad de la oferta RegUp j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

$RDN(i,j,h)$ = incremento de cantidad de la oferta RegDn j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

$SR(i,j,h)$ = incremento de cantidad de la oferta de SR j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

$PRUP(i,j,h)$ = precio de oferta para el incremento de la oferta RegUp j de la unidad i durante la hora h

$RRDN(i,j,h)$ = precio de oferta para el incremento de la oferta RegDn j de la unidad i durante la hora h

$PSR(i,j,h)$ = precio de oferta por incremento de SR oferta j desde la unidad i durante la hora h

$DE(h)$ = demanda de energía en la hora h

$DRUP(h)$ = demanda de RegUp en la hora h

$DRDN(h)$ = demanda de RegDn en la hora h

$DSR(h)$ = demanda de SR en la hora h

$SC(i)$ = costo inicial para la unidad i

$J(E)$ = número de incrementos de la oferta de energía para la unidad de generación

⁴ En esta representación matemática no se incorpora la regulación primaria, pero es fácil extenderla para considerarla

⁵ Actualmente Colombia usa un precio de oferta para toda hora y cantidad, esta formulación es más general y considera precio horario y diferenciado por cantidades de producto. El caso Colombiano sería $J(E) = 1$ y $J(AS) = 1$. Por otra parte, la representación no considera pérdidas de transmisión.

$J(AS)$ = número de incrementos de oferta para servicios complementarios para una unidad de generación

$START(i)$ = 1 si la unidad arranca y cero de lo contrario

$ZMIN(t,h)$ = flujo mínimo en MWh en la interfaz de transmisión t durante la hora h

$ZMAX(t,h)$ = flujo máximo en MWh en la interfaz de transmisión t durante la hora h

$Z(t)$ = flujo en la interfaz de transmisión t durante la hora h

El flujo real en una interfaz de transmisión t durante la hora h, $Z(t,h)$, es una función de la demanda de nivel en todos los nodos de la red de transmisión, el nivel de salida de todas las unidades de generación y la capacidad de transmisión disponible en toda la red durante esa hora. Se utilizan una variedad de métodos aproximados a esta relación entre $Z(t,h)$ y estas variables con un conjunto de funciones lineales de estas magnitudes. Bohn, Carmanis y Scheppe (1984) describen uno de estos enfoques. Scheppe, Caramanis, Tabors y Bohn (2013) proporcionan un tratamiento más detallado de estos problemas.

Para calcular las cantidades diarias de energía y servicios complementarios para cada unidad de generación, se requiere minimizar el costo total ofrecido (incluidos los costos de inicio asociados con cualquier unidad de generación que esté encendida) para satisfacer la demanda de energía y tres servicios complementarios para las 24 horas del día. En términos de la notación anterior, este problema de optimización toma la siguiente forma, elija los valores de $QX(i,j,h)$, $QRUP(i,j,h)$, $QRDN(i,j,h)$ y $QSR(i,j,h)$ para resolver:

$$\min \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^N (\sum_{j=1}^{J(E)} P(i,j,h) * QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} PRUP(i,j,h) * QRUP(i,j,h) + PDRN(i,j,h) * QRDN(i,j,h) + PSR(i,j,h) * QSR(i,j,h)) + \sum_{i=1}^N SC(i) * START(i)$$

Sujeto a

$$QX(i,j,h) \leq X(i,j,h) \text{ para todo } i,j,h \quad (1)$$

$$QRUP(i,j,h) \leq RUP(i,j,h) \text{ para todo } i,j,h \quad (2)$$

$$QRDN(i,j,h) \leq RDN(i,j,h) \text{ para todo } i,j,h \quad (3)$$

$$QSR(i,j,h) \leq SR(i,j,h) \text{ para todo } i,j,h \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^{J(AS)} QX(i,j,h) \leq K(i) \text{ para todo } i \text{ and } h \quad (5)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i,j,h) \leq K(i) \text{ para todo } i \text{ and } h \quad (6)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) - \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i,j,h) \leq KMIN(i) \text{ para todo } i \text{ and } h \quad (7)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QSR(i,j,h) \leq K(i) \text{ para todo } i \text{ and } h \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) = DE(h) \text{ para todo } h \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i,j,h) = DRUP(h) \text{ para todo } h \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i,j,h) = DRDN(h) \text{ para todo } h \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J(AS)} QSR(i, j, h) = DSR(h) \text{ para todo } h \quad (12)$$

$$ZMIN(t, h) \leq Z(t, h) \leq ZMAX(t, h) \text{ para todo } t \text{ and } h \quad (13)$$

Restricciones (1) a (4) imponen los requerimientos que la cantidad de energía o servicio complementario aceptado de cada servicio de energía o servicio complementario de oferta de incremento de cantidad es menor o igual al tamaño de ese incremento de cantidad. La restricción (5) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada debe ser menor o igual a la capacidad de la unidad de generación. Esta restricción es redundante si se requiere que la suma de los incrementos de oferta de energía de una unidad de generación sea menor o igual a la capacidad de la unidad. La restricción (6) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada más la suma de los incrementos RegUp aceptados es menor o igual a la capacidad de la unidad. La restricción (7) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada menos la cantidad de incrementos RegDn vendidos por la unidad es mayor o igual que el nivel operativo mínimo de seguridad de la unidad de generación. La restricción (8) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada más la suma de los incrementos de la oferta de reserva rodante aceptada es menor o igual a la capacidad de la unidad. Las restricciones (9) a (12) requieren la suma de las ofertas aceptadas de energía y cada servicio complementario para igualar la demanda de ese producto. La restricción (13) implica que el flujo en cada enlace de transmisión debe estar dentro de la capacidad bidireccional de ese enlace.

El precio por hora pagado por la energía en cada nodo es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con el aumento de la cantidad de energía extraída en ese nodo durante esa hora en una unidad. El precio por hora pagado por los servicios complementarios es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con el aumento de la demanda de ese servicio complementario durante esa hora en una unidad. Tenga en cuenta que la solución a este problema de optimización produce precios de energía y servicios complementarios horarios para las 24 horas del día.

En el mercado en tiempo real, se resuelve una versión ligeramente modificada del problema de optimización anterior para calcular los precios y las cantidades en tiempo real, Específicamente, para cada intervalo de despacho, d, en tiempo real, elija los valores de RQCX (i, j, d), la energía en tiempo real del incremento j de la unidad de generación i y START (i), la variable indicadora para si la unidad i se inicia en el intervalo de envío d. Un prefijo de "R" delante de una variable implica una magnitud en tiempo real para las mismas variables definidas anteriormente para el mercado del día siguiente.

$$\min \sum_{i=1}^N \left(\sum_{j=1}^{J(E)} RP(i, j, d) * RQX(i, j, d) \right) + \sum_{i=1}^N RSC(i) * RSTART(i)$$

Sujeto a

$$RQX(i, j, h) \leq RX(i, j, h) \text{ para todo } i, j \quad (1)$$

$$\sum_{j=1}^{J(AS)} RQX(i, j, h) \leq K(i) \text{ para todo } i \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i, j, h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i, j, h) \leq K(i) \text{ para todo } i \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i, j, h) - \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i, j, h) \leq KMIN(i) \text{ para todo } i \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i, j, h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QS(i, j, h) \leq K(i) \text{ para todo } i \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i, j, h) = RDE(h) \quad (6)$$

$$RZMIN(t, h) \leq RZ(t, h) \leq RZMAX(t, h) \text{ para todo } t \quad (7)$$

Cada intervalo de despacho se resuelve este problema para calcular el nivel de despacho en el intervalo de cada unidad de generación dadas las obligaciones de servicios complementarios de cada unidad de generación. La solución a este problema produce precios en tiempo real para cada intervalo de despacho como el aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con un cambio de una unidad en los retiros en cada ubicación en la red de transmisión.

Si se conserva el modelo de fijación de precios de la energía de un solo nodo, los dos problemas anteriores con las limitaciones de la red de transmisión omitidas se pueden utilizar para calcular los precios y las cantidades de servicios complementarios y de energía en el Day Ahead y en “tiempo real”. Sin embargo, el mercado “en tiempo real”, quizás más apropiadamente etiquetado como el mercado intradiario, ahora debe ser liberado antes de la operación del sistema en tiempo real para que los mecanismos de reconciliación positivos y negativos para energía y servicios complementarios puedan operar y así lograr servicios de energía y servicios complementarios físicamente viables. Los mecanismos de reconciliación positiva y negativa descritos anteriormente pueden emplearse para lograr esto.

2.2.2 Mitigación de poder de mercado para Servicios Complementarios

La mitigación del poder de mercado para los servicios complementarios bajo se basa en el concepto “pivotal supplier”. Si un proveedor es pivotal para suministrar energía o un servicio complementario dadas las ofertas de sus competidores, entonces las ofertas de energía o cualquier servicio complementario de ese proveedor se deben mitigar a un precio de oferta igual al costo de servicio establecido por CREG, de acuerdo al estudio de costos indicado en 2.1.1 para la cantidad pivotal por energía o por ese servicio complementario.

El propietario de una unidad de generación es pivotal en el mercado de productos si, dadas las ofertas de sus competidores, la demanda del mercado no se puede satisfacer sin una cierta oferta de sus unidades de producto. Por ejemplo, si la demanda de energía del mercado es de 15.000 MWh y la cantidad total de energía ofrecida por otros participantes del mercado es por debajo de 12.000 MWh, entonces el propietario de esta unidad de generación es pivotal por 3.000 MWh. En este caso, los precios de oferta para al menos esta cantidad de energía (3.000 MWh) se mitigarían a un costo variable establecido por la CREG.

Un mecanismo similar existiría para cada servicio complementario. Si se determina que el propietario de una unidad de generación es pivotal para suministrar un servicio complementario, entonces sus ofertas por ese servicio complementario se mitigarán al precio de oferta establecido por CREG y el mercado del día siguiente se compensará con el uso de estos precios de oferta mitigados. La determinación de si el propietario de una unidad de generación es pivotal para la energía o los servicios complementarios se puede determinar una vez que todas las ofertas de energía y servicios complementarios se hayan enviado al mercado del día siguiente. Un proceso automatizado para la determinación de la cantidad pivotal de la energía y cada servicio complementario para cada participante de mercado sería realizado y

los precios de oferta para cualquier cantidad pivotal de la energía o los servicios complementarios se establecerían igual a los valores mitigados determinados por la CREG y el Day Ahead entonces funcionaría como se describió anteriormente.

Se podría utilizar un mecanismo similar para mitigar las ofertas de energía en el mercado en tiempo real. Si se determina que el propietario de una unidad de generación es pivotal en el mercado de la energía en tiempo real, entonces el precio de oferta para esta cantidad fundamental se establecería igual al valor mitigado determinado por la CREG. El mercado en tiempo real luego se operaría con este precio de oferta mitigado para la cantidad de energía pivotal para cada participante del mercado.

2.2.3 Penalizaciones por incumplimiento

Una preocupación con las unidades de generación que venden servicios complementarios es que no proporcionan los servicios adquiridos. Para las unidades que proporcionan RegUp y RegDn, estas unidades deben colocarse en AGC. Si estas unidades venden RegUp o RegDn y no están disponibles para ser colocadas en AGC en tiempo real para el rango de ventas, entonces el propietario de la unidad tendría que pagar una multa por no proporcionar el servicio complementario que ha vendido. Una posible penalización es que el participante en el mercado pierda todos los pagos recibidos por proporcionar ese servicio complementario durante un período de tiempo determinado, si no puede encontrar una unidad de generación de reemplazo que pueda proporcionar el mismo servicio.

Para las reservas primaria y terciaria es casi imposible verificar si el propietario de una unidad de generación proporciona este servicio, a menos que el operador del sistema solicite a la unidad que proporcione energía adicional a partir de la capacidad de generación disponible. En todos los mercados de América del Norte, si se descubre que una unidad que vende reserva y no puede proporcionar energía dentro del tiempo requerido, el propietario de la unidad de generación pierde todos los pagos que ha recibido por proporcionar reserva desde la última vez que proporcionó con éxito la reserva y fue llamado a proporcionar energía y lo hizo en el intervalo de tiempo requerido.

Es importante enfatizar que la penalización por no proporcionar servicios complementarios debe ser lo suficientemente grande como para que los propietarios de unidades de generación no encuentren rentable ofrecer servicios que no cumplan con el estándar establecido para cada producto de servicios complementarios. Estas sanciones deben ser considerables por dos razones. Primero, la falla en proporcionar los servicios requeridos puede tener consecuencias de confiabilidad para toda la red. Segundo, puede haber circunstancias en las que no proporcionar un servicio puede ser rentable para el propietario de una unidad de generación, pero extremadamente costoso para el sistema. Es necesaria una gran multa por no proporcionar el servicio adquirido para garantizar que no se produzca ninguno de estos resultados adversos.

Por lo anterior, se recomienda que el Centro Nacional de Despacho (CND) verifique permanentemente el desempeño y disponibilidad de las instalaciones del sistema eléctrico que presten Servicios Complementarios, mediante índices asociados al estándar de la prestación del servicio correspondiente

En cuanto al monto de penalidad por incumplimiento, se propone diferenciar para:

Reserva Primaria y Terciaria: monto recibido desde la última vez que fue llamado y cumplió satisfactoriamente la entrega de reserva.

Reserva Secundaria: Precio de escasez de la energía multiplicado por el monto no entregado.

2.2.4 Asignación de costos

Al tener un mercado uninodal, los costos totales por servicios complementarios de reservas serán la combinación del costo de disponibilidad de los servicios complementarios y los costos del proceso de reconciliación positivo y negativo, los que serían pagados por los participantes del mercado que los causaron, de acuerdo a lo definido en Informe 3.

2.2.5 Contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar reservas

Al igual que los contratos de compraventa de energía, un agente pagador de servicios complementarios que quiera fijar el precio de dichos servicios, puede hacer un contrato con un generador, y en tal caso el generador se hará cargo de las diferencias entre el precio pactado y el valor de los servicios de acuerdo a lo descrito anteriormente, sean positivas o negativas. Este es un contrato financiero, que no altera las reglas definidas para la obtención de las reservas en el corto plazo.

2.3 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo

En esta categoría se encuentran los servicios complementarios correspondientes a Regulación de Tensión y Recuperación de Servicio. Como se mencionara anteriormente, hay tres mecanismos que utilizan los operadores de sistemas para obtener estos servicios, de los cuales esta propuesta regulatoria descarta el primero (que en todo caso es el que aplica a instalaciones que ya existen y que fueron definidas con esa regla de juego) para todas las instalaciones nuevas requeridas, vale decir toda nueva instalación será obtenida o por licitación o por prestación directa, según sea el grado de competencia en su adquisición.

El control de tensión consiste en la producción, y la disponibilidad de inyección de energía reactiva para resolver los problemas de las barras colectoras de baja tensión y la capacidad para absorber potencia reactiva en las barras de alto voltaje. Existe una variedad de equipos que pueden proporcionar este servicio, como unidades de generación, condensadores síncronos, condensadores e inductores, compensadores estáticos VAR; baterías y unidades de generación distribuida. No hay costos variables asociados con la provisión de este servicio, solo costos fijos y costos de oportunidad de vender energía o algún otro servicio complementario de la unidad de generación que proporciona este servicio.

Dado lo anterior, un mecanismo de licitación en este caso será con toda seguridad el más eficiente, al existir diversidad de instalaciones.

El proceso regulatorio aquí es el siguiente:

- Si el estudio mencionado en 2.1 determina la necesidad de una nueva instalación para control de tensión, entonces la CREG o el operador inician un proceso de licitación.

- b) Competen todas las tecnologías que lo puedan otorgar.
- c) Se garantiza un canon anual por un período de 10 a 15 años para garantizar la inversión. Si no existe un uso alternativo al fin del período, se recomienda tomar el período más largo, lo que implicará un precio más bajo de oferta.
- d) Podrá participar en otros servicios, siempre que pueda hacerlo simultáneamente.
- e) Al cabo del período de remuneración, la instalación podrá prestar SSCC como instalación existente.
- f) Las licitaciones deberán realizarse por el servicio o conjunto de servicios correspondientes, definidos en el Informe SSCC. El Centro Nacional de Despacho (CND) deberá publicar en su sitio web un aviso que indique las fechas de las licitaciones y los SSCC requeridos, así como las respectivas bases de las mismas. Dichas licitaciones deberán identificar los requerimientos de recursos técnicos para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico Nacional, sin vincularlos a una determinada tecnología o instalación en particular.
- g) Podrán participar en las licitaciones todos aquellos que cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Centro Nacional de Despacho (CND) en las respectivas Bases, en conformidad a la normativa vigente, para el correspondiente servicio licitado.
- h) Las Bases de Licitación deberán establecer, al menos, las especificaciones técnicas del o los Servicios Complementarios licitados, el período de prestación de los mismos, las condiciones objetivas que serán consideradas durante el proceso correspondiente, el mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas, la información técnica y comercial que deberán entregar los participantes y los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir éstas últimas.
- i) Asimismo, las Bases deberán contener las garantías de seriedad de las ofertas y de ejecución y operación de los proyectos y las multas por atraso en la entrada en operación de los mismos y por indisponibilidad durante la etapa de operación.
- j) El Centro Nacional de Despacho (CND), a través de las Bases, podrá incorporar las fórmulas de indexación correspondientes a los precios que se remunerarán por el o los Servicios Complementarios licitados.
- k) Las licitaciones serán adjudicadas a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo al mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas establecido en las Bases.
- l) En caso de que se presten dos o más Servicios Complementarios desde la misma instalación del sistema eléctrico, de manera simultánea o en distintos tiempos, se deberá remunerar cada servicio prestado.
- m) Los oferentes que se adjudiquen licitaciones de SSCC, recibirán una remuneración durante todo el período de duración del Contrato de SSCC. Dicha remuneración, estará sujeta a la verificación de desempeño y disponibilidad de la prestación. En tanto no se extinga el período de vigencia del respectivo Contrato de SSCC, y el o los Servicios Complementarios adjudicados dejaran de requerirse, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá destinar a un uso distinto la instalación respectiva para efectos del cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación.
- n) Las remuneraciones asociadas a Nueva Infraestructura serán financiadas por la Demanda a través de un cargo de Servicios Complementarios.

En cuanto a Servicios de recuperación de servicio, la Partida autónoma es la capacidad de una unidad de generación para pasar de una condición no operativa a una condición operativa sin asistencia de la red y posteriormente energía a la red y para apoyar el arranque de otras unidades generadoras. Este servicio restablece el funcionamiento del sistema de red de transmisión después que haya ocurrido un gran disturbio o colapso en la red. Propietarios de la unidad generadora debe realizar una inversión de capital con el fin de proporcionar este servicio y hay costos directos cuando las unidades están llamadas a ofrecer este servicio.

En América del Norte, el arranque autónomo se proporciona generalmente en contratos de costo de servicio con unidades de generación específicas. El mercado mayorista del Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (ERCOT) ejecuta un proceso de adquisición competitivo para determinar los proveedores de este servicio para el próximo año. Debido a que Colombia tiene recursos hidroeléctricos sustanciales, estos servicios se proporcionan actualmente a través de un mecanismo de condición de participación.

Cualquiera de los enfoques de costo de servicio o proceso anual de la adquisición competitiva se podrían implementar en Colombia si se determina que la condición actual de participación no proporciona suficiente capacidad de arranque autónomo. La CREG podría establecer pagos anuales regulados por unidades específicas para las unidades de generación que designa que son necesarias para proporcionar este servicio. Alternativamente, si la CREG cree que hay un número suficiente de proveedores independientes de este servicio, podría promover un proceso de adquisición anual para obtener los servicios de arranque autónomo necesarios.

En este último caso, el proceso sería completamente similar al indicado para control de tensión, con la salvedad que pueden requerirse más años de amortización, dado el poco uso alternativo al final del período de vigencia del contrato.

Respecto a los otros productos en esta categoría, tales como EDAG; EDAC; DMC; PDCE; PDCC; AR y EV, se debe chequear caso acaso la naturaleza local o sistemática del requerimiento. Cuando la naturaleza es local, la posibilidad de tener licitaciones disminuye y aparece la opción de prestación directa, que básicamente instruye la instalación la cual recibe un cargo regulado.

2.3.1 Prestación y/o instalación directa

Cuando el Centro Nacional de Despacho (CND) determine, a través del Informe SSCC, que las condiciones de mercado para la prestación de uno o más Servicios Complementarios no son competitivas, deberá instruir la ejecución directa y obligatoria del servicio respectivo con los recursos técnicos existentes en el sistema, identificando al responsable de dicha prestación y la infraestructura correspondiente. En caso de que dichos recursos técnicos y/o la infraestructura disponible en el sistema sean insuficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá instruir la instalación directa y obligatoria de Nueva Infraestructura para la prestación de Servicios Complementarios, estableciendo el responsable de instalar dicha infraestructura, los plazos asociados a la instalación y su vida útil.

En caso de que las ofertas de reservas sean insuficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá instruir la prestación directa y obligatoria de los Servicios Complementarios. Para estos efectos, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá identificar los recursos

técnicos de las instalaciones existentes y determinar el o los responsables de efectuar la prestación, junto con la identificación de la instalación correspondiente.

Para la determinación del o los responsables de la prestación y/o instalación directa, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá considerar las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente. Adicionalmente, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá considerar criterios tales como la propiedad de las instalaciones en la subestación donde deba instalarse la Nueva Infraestructura, la experiencia en instalaciones similares y/o la disponibilidad de terrenos de este último. La aplicación de dichos criterios deberá resguardar la no discriminación arbitraria.

2.4 Verificación de Instalaciones, Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios

Toda instalación interconectada al sistema eléctrico destinada a la prestación de Servicios Complementarios deberá someterse a la verificación de los recursos técnicos asociados a dicha infraestructura, de acuerdo al modo que lo efectúe el Centro Nacional de Despacho (CND).

Sólo podrán participar en la prestación de Servicios Complementarios aquellas instalaciones que hayan cumplido con la verificación de los recursos técnicos asociados a las instalaciones.

En el caso de instalaciones existentes, la verificación consistirá en la realización de pruebas y en la revisión de la documentación pertinente que determine el Centro Nacional de Despacho (CND). La referida verificación se realizará de acuerdo a las instrucciones que el Centro Nacional de Despacho (CND) elabore al efecto.

Tratándose de licitaciones de SSCC que impliquen la instalación de Nueva Infraestructura, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá establecer, mediante las Bases, los requerimientos técnicos mínimos y las especificaciones que deban cumplir las instalaciones que permitan asegurar que el recurso técnico será efectivamente prestado.

Una vez realizada la verificación, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá señalar, al menos, la cuantía del recurso técnico, la instalación o conjunto de instalaciones, y las condiciones específicas asociadas a la prestación de los servicios correspondientes. Lo anterior, habilitará al titular de la instalación respectiva a prestar los servicios que correspondan, de acuerdo a las condiciones especificadas por el Centro Nacional de Despacho (CND).

3 REFERENCIAS

- [1] Scheppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors y Roger E. Bohn. Precios al contado de la electricidad. Springer Science & Business Media, 2013.
- [2] Consorcio PSR-Di Avante 3: “Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Informe Final 1: Metodología y Plan de Trabajo”.
- [3] Consorcio PSR-Di Avante 3: “Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Informe 3 Preliminar.
- [4] Bohn, Roger E., Caramanis, Michael C. and Scheppe, Fred C. (1984) “Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time,” RAND Journal of Economics, Vol. 15, No. 5.
- [5] Bushnell, James, Hobbs, Benjamin, and Wolak, Frank (2008) “Final Opinion on ‘The DEC Bidding Activity Rule under MRTU’,” available at <https://www.caiso.com/Documents/MSCFinalOpiniononDECBiddingActivityRuleunderMRTU.pdf>.
- [6] Wolak, Frank A. (2009) “Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry,” available at http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/sspd_report_wolak_july_30.pdf.
- [7] Wolak, Frank A. (2009) “An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market,” Report to the New Zealand Commerce Commission, May.
- [8] Wolak, Frank A. (2011b) “Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets,” American Economic Review, May, 247-252.
- [9] Propuesta de Reglamento de Servicios Complementarios (2017). <http://www.energia.gob.cl/participa/consultas-ciudadanas/reglamento-de-3>.
- [10] International Energy Agency, IEA (2013). World Energy Outlook - Investment Cost. <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentscosts/>.
- [11] Lannoye, E., Flynn, D., O’Malley, M. (2012). Evaluation of Power System Flexibility. IEEE Trans.on Power Systems, 27(2): 922-931.
- [12] 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.
- [13] IEA, International Energy Agency, 2016. Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-carbon Power Systems.
- [14] DNV GL, 2014. Integration of Renewable Energy in Europe. Report for the project ENER/C1/427-2010 financed by the European Commission.

- [15] Lannoye, E., Flynn, D., O’Malley, M. (2015). Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility. *IEEE Trans. on power Systems*, 30(1): 57-66.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S., Hummon, M., Kiliccote, 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.
- [19] Nosair, H. and Bouffard, F. (2015). Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, 6(3): 800-809.
- [20] Ortega, O., Del Río, P. and Montero, E. (2013). Assessing the benefits and costs of renewable electricity. The Spanish case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 294–304.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] Technology Deployment (IEA-RETD) program. <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2016/09/IAE-RETD-RES-E-MARKETS-report-1.pdf>.
- [24] Ulbig, A., Andersson, G. (2015). Analyzing Operational Flexibility of Electric Power Systems.
- [25] 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).
- [26] Wolak, F. (2016). Level versus Variability Trade-offs in Wind and Solar Generation Investments.
- [27] 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.
- [28] PSR, Moray. Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes – Informe Final. Desarrollado para la Asociación de Generadoras de Chile (AG), marzo 2018.

