



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Propuesta de un mercado de servicios complementarios en Colombia para facilitar la integración de fuentes de energías renovables a gran escala**

Paula Andrea De La Hoz Gómez

Trabajo Final presentado como requisito parcial para obtener el título de:  
Maestría en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco, Ph.D.

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín  
Facultad de Minas  
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión  
Medellín, Colombia  
2024

## Resumen

Los mercados eléctricos en el mundo incentivan sus políticas y transiciones energéticas hacia la utilización de fuentes de generación de energía renovable como son la eólica y solar, sin embargo, dada la naturaleza variable y a veces incierta de estas fuentes se hace necesario adaptar el sistema eléctrico de potencia para poder garantizar la continuidad del servicio en todo momento, lo cual es posible a través de los servicios complementarios de energía. Esta propuesta de trabajo busca proponer un mecanismo de mercado de servicios complementarios que responda a la operación del Sistema interconectado colombiano con la integración a gran escala de fuentes no convencionales de energía eólica y solar, las cuales están sujetas a intermitencia e incertidumbre en sus pronósticos.

## Palabras Clave

Servicios complementarios, mercados eléctricos, generación solar, generación eólica

## Abstract

### **Proposal for an ancillary service market to enable the integration of large-scale renewable sources of energy in Colombia**

The electricity markets in the world encourage their energy policies and transitions towards the use of renewable energy generation sources such as wind and solar power, however, given the variable and unpredictable nature of these sources, it is necessary to adapt the power system to be able to guarantee the continuity of the energy supply at all times, which is possible thanks to the ancillary services. This work is aimed to propose an ancillary service market mechanism that responds to the operation of the Colombian power system with large-scale integration of non-conventional sources of energy such as wind and solar, which are subject to intermittency and errors in their forecasts.

## Keywords

Ancillary service, wholesale electricity market, wind power generation, solar power generation.

## Tabla de contenido

Resumen.....	2
Palabras Clave .....	2
Abstract .....	2
Keywords.....	2
Tabla de contenido.....	3
Introducción .....	10
1. Antecedentes .....	11
1.1. Introducción del capítulo.....	11
1.2. Antecedentes Servicios Complementarios .....	11
1.3. Conclusiones del capítulo .....	15
2. Marco Teórico .....	16
2.1. Introducción al capítulo .....	16
2.2. Servicios Complementarios .....	16
2.2.1. Servicios de Balance.....	16
2.2.1.1. Regulación Primaria de Frecuencia.....	16
2.2.1.2. Regulación Secundaria de Frecuencia .....	17
2.2.1.3. Regulación Terciaria de Frecuencia .....	17
2.2.2. Servicios de Control de Tensión.....	18
2.2.3. Servicios de Recuperación o Black Start .....	18
2.2.4. Servicios de control rápido de corriente reactiva.....	19
2.2.5. Servicios de repuesta rápida de control de frecuencia .....	19
2.3. Conclusión Capítulo .....	19
3. Revisión de Literatura .....	20
3.1. Introducción al capítulo .....	20
3.2. Ecuación de Búsqueda mercados eléctricos internacionales .....	20
3.3. Ecuación de Búsqueda para el mercado eléctrico colombiano.....	23
3.4. Conclusión al capítulo.....	25
4. Objetivos y Metodología .....	26
4.1. Objetivo General.....	26
4.1.1. Objetivos Específicos .....	26
4.2. Metodología.....	26

4.2.1.	Fase 1 - Revisión de los mercados eléctricos mundiales y colombiano: .....	26
4.2.2.	Fase 2 – Análisis de requerimientos técnicos y de mercado: .....	27
4.2.3.	Fase 3 - Formulación de la propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario:.....	27
4.3.	Conclusión del capítulo.....	27
5.	Estado actual de los servicios complementarios en Colombia .....	29
5.1.	Introducción al capítulo .....	29
5.2.	Servicio de control de voltaje .....	29
5.3.	Servicio de recuperación del servicio .....	30
5.4.	Servicio de regulación primaria de frecuencia .....	30
5.5.	Servicio de regulación secundaria de frecuencia o AGC.....	31
5.6.	Servicio de regulación terciaria de frecuencia.....	33
5.7.	Nuevos Servicios complementarios para plantas solares fotovoltaicas y eólicas .....	34
5.8.	Conclusiones del capítulo .....	34
6.	Estado actual de los servicios complementarios en el mundo .....	36
6.1.	Introducción al capítulo .....	36
6.2.	Mercado Eléctrico Español .....	36
6.3.	Mercado Eléctrico Australiano .....	40
6.4.	Mercado Eléctrico PJM .....	46
6.5.	Mercado Eléctrico de Chile .....	50
6.6.	Mercado Eléctrico Alemán.....	58
6.7.	Conclusiones del capítulo .....	64
7.	Determinación de propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario de energía en Colombia .....	68
7.1.	Introducción al capítulo .....	68
7.2.	Requerimientos Técnicos y de mercado.....	68
7.3.	Propuesta de mecanismo de control de frecuencia .....	73
7.4.	Conclusiones del capítulo .....	76
8.	Conclusiones y trabajos futuros .....	78
8.1.	Conclusiones generales del Trabajo Final.....	78
8.2.	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos.....	79
8.2.1.	Objetivo específico 1 .....	79
8.2.2.	Objetivo específico 2 .....	79

8.2.3.	Objetivo específico 3 .....	79
8.2.4.	Objetivo general.....	80
8.3.	Trabajos Futuros .....	80
	Referencias.....	81

## Lista de Tablas

Tabla 1. Porcentaje de participación AGC Colombia 2023.....	13
Tabla 2. Investigaciones que han evaluado servicios complementarios en sistemas eléctricos con integración de FNCER solar y eólica en los mercados eléctricos mundiales.....	20
Tabla 3. Investigaciones que han evaluado mercados de servicios complementarios en el mercado eléctrico colombiano.....	23
Tabla 4. Resumen funcionamiento controles de frecuencia en Chile.....	54
Tabla 5. Cuadro comparativo resumen servicios complementarios por mercado eléctrico .....	65
Tabla 6. Proyectos vigentes y matriculados de generación en Colombia.....	69

## Lista de Figuras

Figura 1. AGC programado por agente y recurso durante el año 2023 .....	13
Figura 2. Servicios Complementarios en Colombia.....	29
Figura 3. Estructura del mercado eléctrico de España.....	37
Figura 4. Zonas de regulación península ibérica .....	38
Figura 5. Secuencia de actuación de reserva y gestión de desvíos.....	40
Figura 6. Trapecio de asignación mercados FCA en Australia.....	43
Figura 7. Servicios auxiliares dentro de la estructura del mercado eléctrico de PJM.....	46
Figura 8. Funcionamiento del mercado de regulación de PJM .....	49
Figura 9. Esquema de activación controles de frecuencia en Chile .....	51
Figura 10. Estructura mercado eléctrico alemán .....	59
Figura 11. Activación de las reservas FCR, aFRR y mFRR en mercado eléctrico alemán .....	60
Figura 12. Proyectos de generación de Energía no convencional renovable en Colombia a corte 2023 .....	68
Figura 13. Proyección entrada de proyectos matriculados de generación FNCER en Colombia de 2023 a 2030.....	69
Figura 14. Revisión Demanda nacional programada vs real para día ordinario septiembre de 2024 .....	70
Figura 15. Generación solar Colombia y su desviación para día ordinario septiembre de 2024.....	71
Figura 16. Propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario de control de frecuencia para mercado eléctrico colombiano .....	77

## Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Formulación Despacho Programado.....	32
Ecuación 2. Formulación asignación regulación secundaria o AGC.....	32
Ecuación 3. Formulación remuneración FCA en Australia .....	44

## Lista de abreviaturas

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
SC	Servicios complementarios
SSCC	Servicios complementarios
FNCR	Fuentes no convencionales de energía renovables
AGC	Control Automático de Generación
FCAS	Frequency Control Ancillary Services
CRF	Control Rápido de Frecuencia CRF
CPF	Control primario de frecuencia
CSF	Control secundario de Frecuencia
CTF	Control Terciario de Frecuencia
CI	Cargas interrumpibles
FCR	Reserva de Contención de Frecuencia
aFRR	Reserva de Restauración Automática de Frecuencia
mFRR	Reserva Manual de Restauración de Frecuencia
TSOs	Operadores del Sistema de Transmisión
DSOs	Operadores de Sistema de Distribución

## Introducción

La transición energética se está presentando en diversos países y Colombia no es la excepción, para los próximos años se contempla una alta penetración de energías renovables. Esto significa un gran cambio para las condiciones de operación del SIN, el cual estará expuesto a grandes variaciones de la generación renovable y la demanda, mayores restricciones del sistema, interconexiones internacionales y generación distribuida. Asimismo, disminuirá la inversión en generación convencional y vida útil de las existentes, por lo que se tendrá una menor disponibilidad de los servicios complementarios y de la inercia que brindan al SIN.

Ahora bien, Colombia cuenta con servicios complementarios de Balance, de Control de tensión y de Recuperación del servicio, los cuáles fueron establecidos en el Código Redes. Sin embargo y como problemática general se ha identificado que: I) No existen los mecanismos operativos suficientes para responder ante la intermitencia y la previsibilidad en la disponibilidad de la generación eólica y solar que garanticen flexibilidad y seguridad. II) No se cuenta con los incentivos, ni una regulación clara que garantice que los generadores cumplan con la prestación de los servicios complementarios. A excepción del AGC que ya se consolida como un mercado. III) Se requiere de apertura del mercado para los servicios complementarios ya existentes, como también para la inclusión de nuevos teniendo en cuenta las características del sistema colombiano.

Dado lo anterior, se ha identificado que se requiere desarrollar y revisar la regulación existente de los servicios complementarios en Colombia y la posibilidad de implementar un mercado como se tiene en otros países. De allí que esta propuesta de Trabajo Final propondrá un mecanismo de mercado de servicios complementarios que responda a la integración a gran escala de FNCER de tipo solar y eólica en el mediano y largo plazo. El mecanismo y las señales regulatorias que se propongan estarán basados en la experiencia internacional y las características energéticas de Colombia, es decir: La predominancia de la generación hidroeléctrica, la complementariedad de este con el recurso solar y eólico, y la participación importante de la generación térmica existente que da inercia al SIN.

Así pues, este trabajo final de maestría se desarrollará a partir de una revisión de antecedentes de los servicios complementarios, seguido de la definición de conceptos relacionados en el marco teórico que serán la base para la revisión de la literatura en los mercados internacionales y Colombia y que serán consolidados en los últimos capítulos correspondientes a la metodología, desarrollo de los objetivos tanto general como específicos y conclusiones.

## 1. Antecedentes

### 1.1. Introducción del capítulo

Los sistemas eléctricos en el mundo están conformados por plantas de generación conectadas a las líneas de transmisión en alta tensión que abastecen la demanda de un país a partir de la red de distribución. Para poder garantizar este proceso los operadores del sistema eléctrico deben mantener en todo momento un balance entre la generación y la demanda, como también las variables del sistema en los límites operativos permitidos. Por lo cual, es necesario contar con las herramientas y procedimientos que permitan a los operadores sostener la operación del sistema eléctrico de manera confiable, segura y económica. Estas herramientas corresponden a los llamados servicios complementarios de electricidad; los cuales son mecanismos esenciales para garantizar la confiabilidad y seguridad de la transmisión y distribución del suministro eléctrico. El objetivo principal de este capítulo es hacer una revisión de antecedentes de los servicios complementarios en Colombia, presentar el contexto actual y en qué se ha venido trabajando a nivel técnico y regulatorio, teniendo en cuenta la experiencia a nivel internacional.

### 1.2. Antecedentes Servicios Complementarios

De acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional PEN 2020 - 2050 (UPME, 2020), la matriz de generación del país sufrirá una gran transformación en las que se espera una alta predominancia de fuentes no convencionales de Energía FNCER. Actualmente este tipo de fuente tiene una participación muy pequeña, sin embargo, para 2030 se espera que la capacidad instalada de energía eléctrica del país llegue a aproximadamente a 25 GW lo cual representa un aumento del 40% de la capacidad instalada con respecto al año 2019 y para 2050 a un poco más del doble, alcanzando los 42 GW. Se resalta que para estos dos horizontes hay un común denominador que apunta a una acelerada e incremental participación en la canasta de energía de fuentes no convencionales de energía FNCER, dónde para 2030 se espera que el porcentaje de participación de estas fuentes sea de 16% y en 2050 alcance el 43% para un total de 18 GW de capacidad instalada. En este mismo escenario se observa que para ambos horizontes, la generación con fuentes convencionales (hidráulica y térmica) mantendrán un crecimiento constante y muy pequeño de entre 1 y 1.6% entre 2030 y 2050 (UPME, 2020)

Adicionalmente, este mismo documento menciona las falencias que puede y ha evidenciado el mercado eléctrico colombiano ante su dependencia al recurso hídrico. En este contexto se conjugan dos factores: La frecuencia y la intensidad de fenómenos climáticos que pueden afectar la disponibilidad de la generación hidroeléctrica frente a la proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, la cual se espera sea de 51,2% para 2030 según el DNP (Departamento Nacional de Planeación, 2018). Por lo cual, tal y como se menciona en el PEN 2020 – 2050: *“El desafío para Colombia es tener una infraestructura energética (y en general en todos los sectores) resiliente, es decir, que sea capaz de adaptarse y recuperarse cuando se presenten cambios o perturbaciones*

*externas. La mayor incertidumbre en el recurso hídrico impacta la disponibilidad de generación de energía eléctrica, los incrementos inesperados en las demandas de energía por olas de calor implican mayores requerimientos de holgura y flexibilidad en la operación del sistema” (UPME, 2020).*

Frente a las necesidades que presenta el sistema eléctrico de potencia colombiano en cuanto a resiliencia y flexibilidad de su operación se tiene que, como contexto actual, el país cuenta con servicios complementarios clasificados en tres grandes categorías: Servicios de Balance, de Tensión y de Recuperación del servicio, los cuales fueron establecidos en el Código de redes o Resolución CREG 025 de 1995 (CREG, 1995).

Los servicios complementarios de tensión en los generadores no tienen una remuneración como tal. A nivel operativo y tal como lo dispone el código de operación, todos los recursos de generación están obligados a prestar este servicio, es decir, si el sistema lo requiere, estos deben absorber y entregar reactivos a la red respetando sus límites técnicos (CREG, 1995). Adicionalmente a esto, por tratarse de un control más locativo que sistémico, por restricciones y estabilidad de tensiones, se hace necesario tener una cantidad mínima de unidades de generación en línea por cada área operativa del país, que además está condicionada a la disponibilidad de los recursos. Si bien algunos generadores son despachados para cumplir estos requerimientos, la remuneración entonces se da de manera indirecta bien sea por entrar en mérito o por reconciliaciones, puesto que no existe un mercado para este servicio complementario en el país. Por su parte entre los servicios de recuperación necesarios ante situaciones de restablecimiento, que como ya se mencionó en el inciso anterior se encuentra el arranque autónomo o black Start, no hay obligatoriedad en su prestación por lo que no todos los generadores en el país prestan este servicio.

Los servicios de balance, encargados de mantener el equilibrio entre la generación y la carga en tiempo real, se clasifican en tres tipos: Regulación primaria, secundaria o AGC y terciaria. Específicamente, existe obligatoriedad para todos los generadores despachados centralmente en la prestación del servicio de regulación primaria ante oscilaciones de frecuencia en el SIN (3% de su generación horaria programada), y aquellos generadores que no respondan a este tipo de eventos serán sujetos de penalizaciones de acuerdo con lo dispuesto en la CREG 023 de 2001 (CREG, 2001).

A diferencia de los demás servicios complementarios, la regulación secundaria de frecuencia se constituye como un mercado de AGC donde los generadores hidráulicos a través de la oferta diaria compiten por prestar este servicio y aquellos recursos asignados, son remunerados de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 064 de 2000 (CREG, 2000). Según Arboleda (2020) *“El operador del sistema realiza la optimización del AGC y posteriormente se hace el proceso de optimización de despacho de energía para un periodo de 24 horas. El operador del mercado define una holgura (Banda de potencia) horaria la cual determina el margen de aumento o disminución de los recursos de generación que prestan el servicio de generación. Esta holgura programada es simétrica, es decir que la cantidad de potencia necesaria para subir es la misma para bajar”* (Arboleda, 2020).

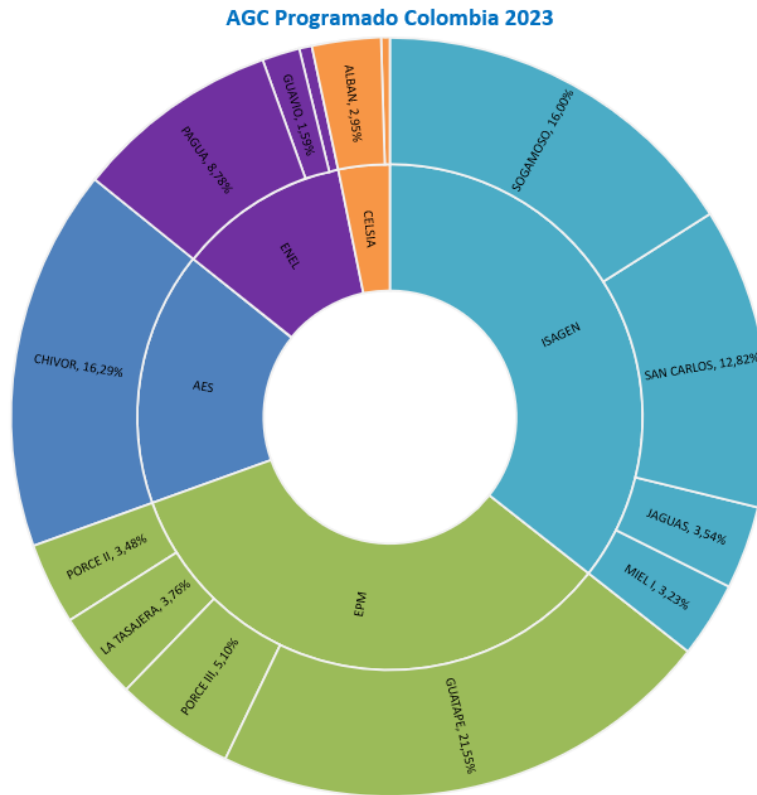


Figura 1. AGC programado por agente y recurso durante el año 2023

Elaboración propia con datos de (XM, 2024e)

En el año 2023, La prestación del servicio de AGC estuvo a cargo de los Agentes ENEL, CHIVOR, CELSIA, EPM e ISAGEN quién tuvo la mayor participación en cuanto a la programación de sus recursos para la prestación del servicio en ese año con una participación del 35,60%, tal como se presenta en la Tabla 1-1, asimismo los recursos con mayor asignación de AGC fueron San Carlos, Chivor, Guatapé y Sogamoso (XM, 2024e)

Tabla 1. Porcentaje de participación AGC Colombia 2023

Elaboración propia con datos de (XM, 2024e)

AGC PROGRAMADO 2023	
Agente	% de Participación
AES	16,29%
ENEL	10,90%
EPM	33,89%
CELSIA	3,32%
ISAGEN	35,60%

La regulación terciaria corresponde a un servicio de apoyo necesario para la operación del SIN (CREG, 1995). Se da a partir de la reserva que proporcionan las plantas que se encuentran en

operación, por lo que en caso de un evento el operador del sistema cuenta con estos recursos que, al estar en línea, responderán más rápido que otros que se encuentren fuera de servicio y cuyos tiempos de arranque sean muy extensos como sucede con las plantas térmicas (Ximena & Quintero, 2013).

Sin embargo, si bien Colombia cuenta con servicios complementarios de electricidad no existe aún un mercado constituido para estos. Frente a esto, en 2018 la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG contrató un estudio con los consultores PSR - DI-AVANTE3 llamado análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión (PSR et al., 2018) . En este estudio (PSR et al., 2018) se menciona en particular para el AGC, que la participación de los agentes en la prestación de este servicio depende de la disponibilidad real de sus recursos y su estrategia comercial. Asimismo, en épocas donde exista escasez en la reservas y aportes se puede presentar una baja regulación de los embalses llegando a niveles propios de sus mínimos operativos. Estas inflexibilidades impactan técnica y económicamente al sistema, ya que desoptimizan la prestación del servicio cuando los recursos salen asignados, pero presentan dificultades o limitaciones técnicas durante la operación. Asimismo, el documento resalta que el hecho que esta asignación se haga previo al despacho económico también resulta en una desoptimización de la generación mostrando los siguientes casos:

*“Si se tiene un recurso cuya oferta es muy barata, este recurso es atractivo para asignación de AGC, pero su asignación implica que no va a salir despachado en toda su disponibilidad para el despacho económico.*

*Si los recursos que normalmente ofertan AGC tienen una oferta muy costosa (quedarían fuera de mérito en el despacho económico), la asignación del AGC se realizaría al más barato entre estos, sin considerar que algunos de estos por característica técnica pueden implicar una mayor generación obligada en el despacho económico”(PSR et al., 2018).*

Como complemento a lo anterior la CREG en 2019 contrató una segunda consultoría con el fin de armonizar las propuestas de los servicios complementarios con los estudios de despacho vinculante y mercado intradiario realizados en el mismo año, a cargo de Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas(Instituto de Investigación Tecnológica, 2019).

Por lo anterior, se ha manifestado la necesidad de realizar una co-optimización del despacho económico y el AGC, de hacer una diferenciación de ofertas entre ambos y de implementar nuevos servicios complementarios para apoyar el AGC (CREG, 2012). Este último, con el fin de dar soporte al sistema ante la integración a gran escala que se espera tenga el país de fuentes no convencionales de energía FN CER en el mediano y largo plazo, como se mencionó anteriormente. Esta mayor variación de las cargas, desviación en los pronósticos de generación de las FN CER y la necesidad de mejorar los mecanismos de recuperación de las reservas de potencia, requerirá la implementación de nuevas tecnologías y/o alternativas (Arboleda, 2020) como incrementar el tamaño de las áreas balance, acceder a mercados vecinos, mercados rápidos de energía, respuesta de la demanda, almacenamiento y nuevos servicios auxiliares. Por ejemplo, el Operador Independiente del Sistema

de California CAISO incluyó un nuevo servicio complementario denominado Flexiramp con la cual busca asegurar la disponibilidad en capacidad bajo procesos de despacho en tiempo real (Benavides et al., 2018).

Es así como para hacer frente a la intermitencia e incertidumbre de las FNCER, en mercados eléctricos como el Europeo y el Norteamericano se han empezado a adaptar y actualizar los servicios complementarios para seguir garantizando la flexibilidad y seguridad de sus sistemas, incentivar la respuesta rápida de los recursos, es decir, crear e implementar nuevos servicios complementarios y/o rediseñar los ya existentes, así como también adaptar la normativa vigente y la remuneración que proporcione los incentivos adecuados para que los generadores estén dispuestos a prestar estos servicios (IRENA, 2019).

### **1.3. Conclusiones del capítulo**

De acuerdo con los antecedentes y al contexto en el corto y largo plazo presentados, se generan preguntas y la necesidad de desarrollo de propuestas en cuanto a la creación de un mercado de servicios complementarios en el país, además, si los servicios existentes deben ser reestructurados y qué nuevos servicios complementarios deben ser incluidos a nivel regulatorio tal que involucren la participación de las fuentes de energías no convencionales renovables y lo efectos que tendrá su operación a gran escala.

Si bien ya existen mercados de servicios complementarios en otros países del mundo, surge también la pregunta de cómo sería esta evolución hacia este tipo de mercados y de la implementación de nuevos servicios, qué tantos cambios se tendrían para el caso particular colombiano dónde hay una capacidad instalada dominante de generación hidráulica que en algunos momentos está expuesta a condiciones climatológicas. Además, se ha identificado una complementariedad energética del recurso hidráulico y las FNCER eólica y solar (Ministerio de Minas y Energía, 2021), sumado a una participación importante de la generación térmica que aporta inercia y estabilidad al SIN. En el siguiente capítulo se detallarán aspectos técnicos y regulatorios de los servicios complementarios y la explicación de su mercado.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Introducción al capítulo

En el capítulo anterior se revisaron los antecedentes relacionados con el problema de estudio. En esta sección se revisarán los conceptos y definiciones del tema principal del que trata esta propuesta que son los sistemas complementarios en el país.

### 2.2. Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son mecanismos necesarios para la operación de los sistemas de transmisión o distribución. Los servicios complementarios se pueden agrupar en 3 grupos: Servicio de balance o Control de frecuencia, control de tensión y de recuperación del servicio o capacidad de arranque en negro (Blackstart). Estos mecanismos ayudan a los operadores del sistema a mantener la frecuencia y el voltaje de la red dentro de los límites deseados para la operación del sistema eléctrico de potencia y garantizan capacidad de generación como reservas para eventos de contingencia (IRENA, 2019).

#### 2.2.1. Servicios de Balance

Los servicios complementarios de control de frecuencia son aquellos requeridos por el operador del sistema de potencia para asegurar el balance carga – generación en el corto plazo. Este último se realiza a partir del control preciso de la frecuencia a través de las reservas operativas de generación que pueden responder ante un disturbio en el sistema. Los servicios complementarios de control de frecuencia son clasificados de manera diferente en la industria eléctrica dependiendo del tipo de respuesta que brindan a eventos del sistema de potencia, al marco de tiempo sobre el cual actúan, la forma en que son activados, y si actúan para subir o bajar la potencia para dar soporte a la frecuencia del sistema (Riesz et al., 2015). En Colombia, este servicio busca mantener la frecuencia objetivo del SIN en 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento (CREG, 1995).

##### 2.2.1.1. Regulación Primaria de Frecuencia

Servicio en línea que corresponde a la variación automática, mediante el gobernador de velocidad, de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema. Los tiempos característicos de respuesta están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. En Colombia, 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. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria.

Cada vez que el CND detecte que una planta y/o unidad de generación está incumpliendo con el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, informará sobre el hecho al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al agente incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación (CREG, 2001b).

### **2.2.1.2. Regulación Secundaria de Frecuencia**

El Control Automático de Generación (AGC) o Regulación Secundaria de Frecuencia, es un sistema de control automático que lleva la frecuencia y los intercambios internacionales a su valor nominal a causa de desviaciones en el balance carga-generación o después de ocurrida una perturbación en el sistema y una vez haya actuado la Regulación Primaria de frecuencia.

Después de ocurrida la perturbación, el operador del sistema (XM) calcula la desviación de frecuencia e intercambio teniendo en cuenta la frecuencia objetivo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el valor del intercambio programado. Dependiendo de la desviación calculada, se envía una modificación a la consigna de potencia (a través de pulsos o set points) de los reguladores de velocidad de las unidades que prestan el servicio de AGC para aumentar o disminuir la inyección de potencia eléctrica al sistema y así mantener el balance carga – generación. En el servicio de AGC participan plantas de generación que tengan las condiciones técnicas de una rápida respuesta para incrementar o disminuir la generación (CREG, 2017).

Para el servicio de AGC el operador del mercado define la holgura (HO) que se programa horariamente según lo define la regulación. Con la holgura programada se determinan los recursos de generación que pueden subir o bajar la generación. La holgura que se programa es simétrica para subir o bajar (CREG, 2012).

### **2.2.1.3. Regulación Terciaria de Frecuencia**

Es requerida cuando la regulación secundaria no es suficiente para restaurar los valores nominales de frecuencia ocasionados por cambios en la demanda, dicho servicio puede ser prestado por los generadores que se encuentran en operación o requerir de la entrada o salida de otra unidad (Rivera et al., 2021).

### 2.2.2. Servicios de Control de Tensión

El control de voltaje permite a los operadores del sistema de transmisión y distribución mantener el voltaje de la red dentro de un rango permisible para garantizar la calidad del servicio. Un factor clave para un control de voltaje exitoso es el suministro de energía reactiva de las plantas generadoras de energía y elementos operativos estáticos para el control de potencia reactiva como capacitores y reactores. De acuerdo con lo establecido en el código de redes, para Colombia se cumple que, en condiciones normales de operación, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal. El control de tensión se hace a través de la coordinación de los transmisores y generadores con el operador del sistema interconectado nacional o CND, dónde para bajar el voltaje se tiene en cuenta el siguiente orden:

1. Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
2. Cambio de posición de los taps de los transformadores.
3. Desconexión de condensadores.
4. Conexión de reactores.
5. Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.

Asimismo, para el aumento del voltaje el orden de prioridades es el siguiente:

1. Conexión de líneas de transmisión o distribución.
2. Desconexión de reactores.
3. Conexión de condensadores.
4. Cambio de posición de los taps de transformadores.
5. Ajuste de voltajes objetivo de generadores.

Para los generadores se resalta en el código, que todas las plantas del sistema están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada (CREG, 1995).

### 2.2.3. Servicios de Recuperación o Black Start

El servicio complementario de recuperación del servicio permite que el sistema de potencia se energice luego de un apagón parcial o completo gracias a generadores que cuenten con la capacidad de arranque en negro, es decir, que pueden entregar potencia al sistema sin necesidad de un suministro de energía de la red de transmisión. Actualmente este servicio no está regulado en Colombia y las empresas generadoras no son compensadas por este servicio (Carvajal et al., 2013).

#### **2.2.4. Servicios de control rápido de corriente reactiva**

Característica proporcionada por un módulo de control de un parque de generación eólico o solar fotovoltaico y que permite una inyección rápida de corriente reactiva ante desviaciones de tensiones en la red (CREG, 2019).

#### **2.2.5. Servicios de repuesta rápida de control de frecuencia**

El término respuesta de frecuencia rápida o FFR se refiere a la entrega de un rápido aumento o disminución por generación o carga en un marco de tiempo de dos segundos o menos, a diferencia del marco de tiempo para los servicios existentes. El control rápido de frecuencia puede rectificar rápidamente un desajuste entre la oferta y la demanda, lo que a su vez ayuda a gestionar la frecuencia del sistema de energía. FFR es una tecnología relativamente nueva que pueden ofrecer tecnologías basadas en inversores, como turbinas eólicas, paneles solares fotovoltaicos (PV), baterías y recursos del lado de la demanda, como baterías domésticas y paneles solares en los techos combinados con sistemas de administración de energía para el hogar. Se espera que la respuesta rápida de frecuencia sea más valiosa en el futuro durante los períodos de inercia reducida del sistema. Sin embargo, no se espera que FFR elimine la necesidad de inercia física en el sistema de energía. Más bien, este servicio proporcionará una herramienta adicional para ayudar a controlar la frecuencia del sistema durante los períodos de operación de menor inercia (AEMC, 2024).

### **2.3. Conclusión Capítulo**

En este capítulo se revisaron los conceptos de los servicios complementarios en Colombia, los cuales serán el punto de partida para el capítulo siguiente, que corresponde a la revisión de la literatura en las bases de datos, y cuyo objetivo principal es obtener un panorama claro los avances en los servicios complementarios en los mercados eléctricos a nivel internacional y en Colombia.

### 3. Revisión de Literatura

#### 3.1. Introducción al capítulo

En el capítulo anterior se definieron los conceptos claves relacionados con el problema de estudio. En esta sección se hará una revisión de la literatura respecto al tema con el fin de conocer a detalle los avances y cómo se han estado desarrollando los servicios complementarios y la consolidación de un mercado en algunos países del mundo, incluyendo a Colombia.

#### 3.2. Ecuación de Búsqueda mercados eléctricos internacionales

La revisión de la literatura en cuanto al tema de los servicios complementarios en los mercados eléctricos internacionales se realizó a partir de una búsqueda en la base de datos SCOPUS que tuvo ejes centrales los mercados de servicios complementarios con integración de generación solar y fotovoltaica y la cual se presenta a continuación:

TITLE-ABS-KEY ( ( "ancillary service\*" ) AND ( ( "market\*" ) OR ( "intraday market\*" ) ) AND ( "renewable\*" ) AND ( ( "energy\*" ) OR ( "generation\*" ) ) AND ( ( "penetration\*" ) OR ( "integration\*" ) ) AND NOT ( ( "vehicle\*" ) OR ( "battery\*" ) OR ( "storage\*" ) ) ) AND ( LIMIT-TO ( SUBJAREA , "ENER" ) OR LIMIT-TO ( SUBJAREA , "ENGI" ) OR LIMIT-TO ( SUBJAREA , "ENVI" ) OR LIMIT-TO ( SUBJAREA , "BUSI" ) OR LIMIT-TO ( SUBJAREA , "ECON" ) )

Con la ecuación de búsqueda realizada se obtuvieron 165 resultados de fuentes provenientes de área de ingeniería, medio ambiente, energía, negocios y economía. Durante el proceso de revisión se hizo una depuración de los resultados dónde para el problema de investigación se identificaron 11 artículos señalados en la Tabla 1-2. En cada uno de ellos se revisó la inclusión de fuentes no convencionales de energía solar y eólica y la propuesta de nuevos servicios complementarios.

Tabla 2. Investigaciones que han evaluado servicios complementarios en sistemas eléctricos con integración de FNCER solar y eólica en los mercados eléctricos mundiales.

Elaboración propia

Investigación	Título	Objetivo	Fuentes no convencionales de Energía	Nuevos servicios complementarios
(Ela, E., Kirby, B., Navid, N., & Smith, J. C.,2012)	Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems	Se centra en el diseño de mercado de servicios complementarios en sistemas con alta penetración de energía renovables en particular, la generación eólica.	Eólica	Sí

Investigación	Título	Objetivo	Fuentes no convencionales de Energía	Nuevos servicios complementarios
(Papalexopoulos, A. D., & Andrianesis, P. E., 2014)	Performance-based pricing of frequency regulation in electricity markets	Evalúa los mecanismos de despacho y la compensación por la prestación de servicios de control de frecuencia, como también el rendimiento del AGC	Eólica y Solar	No
(Ivanova, A., Mateska, A. K., Krstevski, P., & Garcia, J. L. D, 2017)	Possibilities for wind operators participating in markets for frequency support services	Analiza la generación eólica como reserva para el soporte de frecuencia, en particular para el restablecimiento manual de la frecuencia y los mercados de balance de servicios complementarios.	Eólica	Sí
(Guo, H., Chen, Q., Xia, Q., & Zou, P., 2017)	Flexible Ramping Product in Electricity Markets: Basic Concept, Equilibrium Model and Research Prospect	Propuesta de un producto de rampa flexible como servicio complementario y su mecanismo de mercado para a la intermitencia, aleatoriedad y reducción de picos ocasionados por las energías renovables	Eólica y Solar	Sí
(Diego Godoy-González a, Esteban Gil a,*, Guillermo Gutiérrez-Alcaraz b,2020)	Ramping ancillary service for cost-based electricity markets with high penetration of variable renewable energy	Conceptualización de un servicio complementario tipo Rampa (RAS) para mercados de electricidad basados en costos con altos Penetración por generación renovable variable en Chile.	Eólica, solar	Sí
(Calum Edmondsa,* ,Sergio Martín - Martínezb ,Jethro Browella ,Emilio Gómez-Lázarob ,Stuart Gallowaya, 2020)	On the participation of wind energy in response and reserve markets in Great Britain and Spain	Análisis de la participación de la generación eólica en los servicios auxiliares para la respuesta en frecuencia en Gran Bretaña y servicios de reserva en España.	Eólica	No*
(Ivanova, A.; Domínguez-García, J.L.; Corchero C. 2021)	Frequency Support Markets and Wind Power Integration	Clasificación de los servicios de soporte de frecuencia, requisitos para incorporación de la generación eólica en la prestación del servicio de control de frecuencia.	Eólica	Sí

Investigación	Título	Objetivo	Fuentes no convencionales de Energía	Nuevos servicios complementarios
(Hamed Goudarzi a, ,Mohammad Rayati a, Aras Sheikhi b ,Ali Mohammad Ranjbar a, 2021)	A clearing mechanism for joint energy and ancillary services in non-convex markets considering high penetration of renewable energy sources	Modelo simultáneo de mercado diario de energía y servicios auxiliares con alta penetración de fuentes de energía renovable.	Eólica, solar	Sí
(Claudio A. Agostini* , Franco A. Armijo, Carlos Silva, Shahriyar Nasirov,2021)	The role of frequency regulation remuneration schemes in an energy matrix with high penetration of renewable energy	Análisis del impacto del mecanismo de remuneración del control de frecuencia ante alta penetración de generación fotovoltaica en Chile.	Solar	No
(Junfeng Hu a,b ,Qingyou Yan a ,Fredrich Kahrl c, Xu Liu b , Peng Wang d,,Jiang Lin b,2021)	Evaluating the ancillary services market for large-scale renewable energy integration in China's northeastern power grid	Participación de los generadores térmicos en el Mercado de servicios auxiliares en el contexto de la integración de energías renovables a gran escala en China	Eólica, solar	No*
(Augusto Lismayes; Héctor Chávez; Rodrigo Abarca,2021)	Towards a Coupled Regulation and Flexible Ramp	Regla de precios para las reservas de regulación de frecuencia considerando el uso de capacidad de rampas tanto para reservas como para movimientos durante despacho intradiario (co-optimización).	Eólica, solar	Sí
(Viola et al., 2024)	Ancillary services in power system transition toward a 100% non-fossil future: Market design challenges in the United States and Europe	Identifica los retos y propone posibles soluciones técnicas y de diseño de mercado de servicios complementarios para integrar altos niveles de energías renovables en mercados eléctricos de Estados Unidos y Europa.	Sí	Sí

De esta revisión de la literatura a nivel de los mercados eléctricos mundiales se concluyó que los mercados de servicios complementarios que involucran FNCER es un tema relativamente nuevo, la mayoría de las publicaciones datan de 2010 en adelante. Hay un mayor avance y desarrollo de este tema en Europa, Asia y en Latinoamérica, en Chile. En algunos de estos artículos se analizan debilidades y mejoras a los servicios de balance específicamente el AGC, el desempeño de la generación térmica para dar soporte al control de la frecuencia, como también se habla de las

Fuentes no convencionales de energía renovable de tipo eólica para prestar servicios complementarios y la necesidad de nuevos servicios conocido como Ramping products o productos de rampa flexible, que han sido estudiados y propuestos sobretodo en artículos que tratan el mercado eléctrico europeo y asiático, y que son presentados como un servicio capaz de responder a la intermitencia de las fuentes no convencionales de energía en sistemas eléctricos de potencia.

### 3.3. Ecuación de Búsqueda para el mercado eléctrico colombiano

Para la revisión de la literatura del mercado eléctrico colombiano se construyó una ecuación de búsqueda en la base de datos Google Scholar arrojando 4 resultados relacionados directamente con la implementación de un mercado de servicios complementarios en el país, la cual se presenta a continuación.

"Colombia \*" AND "market \*" "ancillary service \*" "market \*" OR "intraday market \*" OR "renewable \*" OR "generation \*" OR "penetration\*" "ancillary service \*" -"vehicle \*" -"storage\*" -"battery\*"

Al igual que con los mercados eléctricos mundiales, hablar de un mercado de servicios complementarios es muy nuevo. En primer lugar, los autores señalados en la Tabla 1-3, han hecho una revisión de lo que se tiene actualmente en cuanto a servicios complementarios como el arranque autónomo o blackstart y el control de tensiones que actualmente no son remunerados en el país, así como también de una reforma al mercado de AGC o control automático de generación.

Tabla 3. Investigaciones que han evaluado mercados de servicios complementarios en el mercado eléctrico colombiano.

Elaboración Propia

Investigación	Título	Objetivo	Fuentes no convencionales de Energía	Nuevos servicios complementarios
(S.X. Carvajal, J. Serrano, S. Arango,2013)	Colombian ancillary services and international connections: Current weaknesses and policy challenges	Analiza las debilidades y desafíos que Colombia debe afrontar para incrementar la efectividad y cobertura de los servicios complementarios tanto en el SIN como en las interconexiones nacionales	No	No

Investigación	Título	Objetivo	Fuentes no convencionales de Energía	Nuevos servicios complementarios
(PSR-DIAVANTE, 2018)	Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	Analiza los requerimientos en servicios complementarios para contingencias, variabilidad de la generación y la demanda, perfil de tensión, enfocándose en nuevos requerimientos asociados a energías renovables.	Sí	Sí
(PSR-DIAVANTE, 2020)	Circular CREG 005 de 2020	Consultoría para integración y simulación de las reglas operativas del despacho y de la liquidación, propuestas en los estudios de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario	Sí	Sí
(Mastropietro et al., 2020)	Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal	Propuesta regulatoria para introducir en Colombia un sistema de liquidación múltiple, que incluye un mercado diario vinculante, seguido de sesiones intradiarias y un mercado de balance.	Sí	Sí
(Ivanova, A.; Domínguez-García, J.L.; Corchero C. 2021)	Remunerative proposal for blackstart generating units that provide this ancillary service in Colombia	En este trabajo se presenta una propuesta de remuneración la plantas que se encuentran disponibles para brindar el servicio blackstart al SIN.	No	No

Como avances más sólidos en el tema e impulsados por la Comisión de Regulación de Energía y gas CREG se tienen dos consultorías realizadas en los 2018 y 2020 por el consorcio PSR-DIVANTE que analizó los servicios complementarios con los que cuenta el país hoy en día, cómo debe adecuarse el mercado eléctrico en cuanto a estos para responder a los requerimientos que enfrentará el país con la operación de generación renovable a gran escala y cómo integrar los servicios complementarios a la modalidad de mercados intradiarios y despacho vinculante. Sin embargo y a la fecha este tema continúa en estudio, no hay una propuesta definitiva y dependerá de las

directrices que vaya tomando la CREG con respecto al futuro e implementación de resoluciones para el mercado eléctrico colombiano.

### **3.4. Conclusión al capítulo**

En este capítulo se mostró en primer lugar que el tema de mercados de servicios complementarios es un tema muy actual y que sigue en constante estudio no sólo en los mercados eléctricos internacionales sino también en Colombia, hay avances impulsados por el ente regulador pero sin ninguna directriz definida, por lo que toma importancia plantear una propuesta de un mecanismo de mercado de servicios complementarios que se adecue y responda a las necesidades del sistema eléctrico de potencia colombiano y las proyecciones energéticas en el mediano y largo plazo, por lo que en respuesta a este requerimiento en la siguiente sección se presentan los objetivos que dan forma a esta propuesta.

## 4. Objetivos y Metodología

### 4.1. Objetivo General

Proponer un mecanismo de mercado para un servicio complementarios de energía en Colombia que considere la transición energética del país hacia una alta penetración de generación eólica y fotovoltaica.

#### 4.1.1. Objetivos Específicos

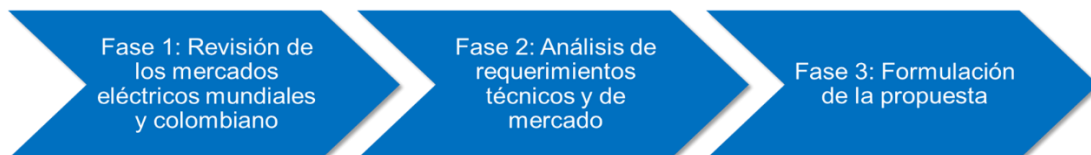
Identificar el estado actual de los servicios complementarios en Colombia.

Identificar el estado actual de los servicios complementarios en algunos mercados eléctricos a nivel mundial.

Determinar los requerimientos técnicos y de mercado para la implementación de nuevos servicios complementarios en cuanto a sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes de energía no convencional solar y eólica.

### 4.2. Metodología

Para desarrollar cada uno de los objetivos mencionados en el capítulo anterior se definió una metodología dividida en tres fases que se realizarán de manera sucesiva y las cuales serán presentadas y desarrolladas a continuación:



#### 4.2.1. Fase 1 - Revisión de los mercados eléctricos mundiales y colombiano:

En esta primera fase se desarrollaron los objetivos específicos 1 y 2, que consisten en identificar el estado actual de los servicios complementarios en Colombia y en algunos mercados eléctricos a nivel mundial. Así pues, en esta fase inicialmente se revisó el mercado eléctrico colombiano, es decir, la regulación existente de servicios complementarios, qué cambios ha surtido este tema en el tiempo y hacia dónde se está apuntando, Asimismo, se identificó cuál es el panorama energético del país en cuanto a la participación de las fuentes no convencionales de generación eólica y solar, y cuál será su porcentaje de participación en el mediano y largo plazo en la matriz de generación del país.

Teniendo el contexto colombiano como punto de partido, se continuó con la revisión de los mercados eléctricos en el mundo y la identificación de aquellos que ya han implementado mercados de servicios de complementarios haciendo hincapié en los que cuenten con una alta participación de fuentes no convencionales de energía renovable de tipo eólica y solar y que además hayan implementado nuevos servicios complementarios que involucren estas fuentes.

Asimismo, se identificaron aquellos que tienen una estructura de mercado eléctrico con características semejantes a las colombianas y han empezado a desarrollar un mercado de servicios complementarios. A nivel energético también se identificaron aquellos que tienen matrices de generación eléctrica similares a Colombia, es decir alta participación del recurso hidroeléctrico y/o participación importante del recurso térmico con combustible gas o carbón.

#### **4.2.2. Fase 2 – Análisis de requerimientos técnicos y de mercado:**

Esta fase estuvo orientada a lograr el tercer objetivo específico, y partió de la fase anterior, es decir, a partir del análisis de los mercados eléctricos en el mundo escogidos, se identificó cuáles de sus servicios complementarios podrían constituirse o ajustarse al mercado eléctrico colombiano como un mecanismo de mercado de servicios complementarios. El análisis mencionado partió de la base de la identificación de los retos y/o oportunidades de mejora que tienen los servicios complementarios vigentes en el país para responder a la operación actual y a futuro con alta penetración de fuentes no convencionales de energía de tipo eólica y solar.

#### **4.2.3. Fase 3 - Formulación de la propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario:**

Esta tercera fase hace parte del desarrollo del objetivo general y toma como insumos los resultados obtenidos en las fases 1 y 2. A partir del análisis mencionado en la Fase 2, se determinó qué experiencia o experiencias de los mercados eléctricos internacionales revisados en este trabajo final pueden tomarse como base para formular la propuesta un mecanismo de mercado de servicio complementarios que responda a las necesidades de flexibilidad y seguridad del servicio que necesitará Colombia para responder a la integración a gran escala de la generación eólica y solar.

### **4.3. Conclusión del capítulo**

Hasta este capítulo se ha hecho una revisión de los antecedentes de los servicios complementarios en Colombia y en los mercados eléctricos del país como también de los conceptos teóricos necesarios para realizar una revisión de la literatura existente que permitió determinar los objetivos generales y específicos que dan forma a la propuesta de trabajo y que serán desarrollados a través de la metodología descrita en esta última sección. En los siguientes capítulos se desarrollarán los objetivos específicos revisando los servicios complementarios de mercados eléctricos en el mundo,

Propuesta de un mercado de servicios complementarios en Colombia para facilitar la integración de fuentes de energías renovables a gran escala

seguido de la revisión de los requerimientos técnicos y de mercado en el país para formular la propuesta que se constituirá y desarrollará en la última parte de este trabajo final seguido de las conclusiones.

## 5. Estado actual de los servicios complementarios en Colombia

### 5.1. Introducción al capítulo

En el capítulo anterior se definieron tanto el objetivo principal como los específicos de este trabajo final, incluyendo la metodología usada para la consecución de estos y haciendo una distinción por fases. En este capítulo se realizará el desarrollo de cada uno de los objetivos específicos finalizando con la definición de la propuesta de mecanismo de servicio complementario del que se trata en este documento.

Los servicios complementarios de energía eléctrica que rigen en Colombia están definidos desde el código de redes Resolución CREG 025 de 1995, donde en el numeral 13 titulado “SERVICIOS PRESTADOS POR LOS USUARIOS PARA OPERACIÓN DEL SIN”, los cuales se ilustran y agrupan por tipo en el esquema mostrado a continuación (CREG, 1995):

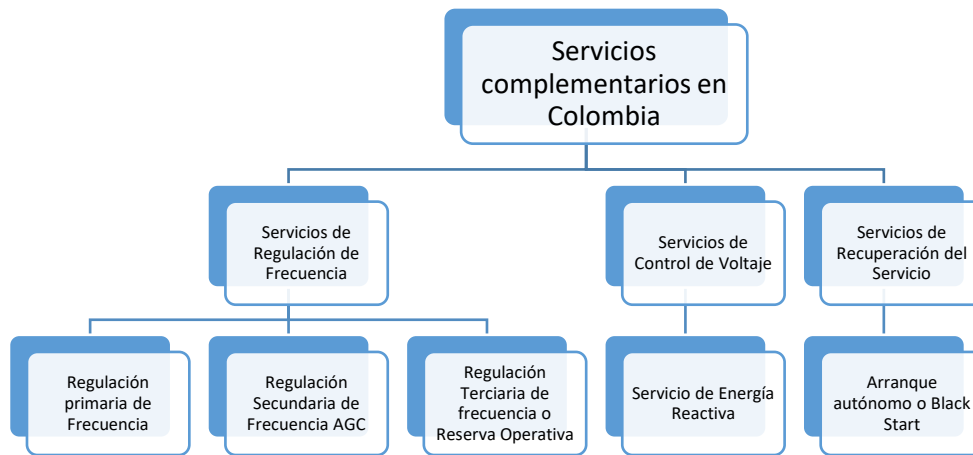


Figura 2. Servicios Complementarios en Colombia

Elaboración Propia

### 5.2. Servicio de control de voltaje

En cuanto al control de voltaje, el código de redes resalta que todos los generadores conectados al sistema interconectado nacional están en la obligación de prestar este servicio, que aunque no remunerado, estos deben absorber o generar potencia reactiva conforme a las necesidades del SIN reflejadas en las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho CND y teniendo en cuenta las curvas de capacidad declaradas por cada uno de ellos (CREG, 1995). Ahora bien, es importante mencionar que el control de tensiones en el sistema eléctrico colombiano se complementa a través de la operación de elementos como lo son los condensadores, reactores, taps de transformadores, compensadores estáticos y dinámicos de potencia reactiva y las propias líneas de transmisión o distribución, los cuales están conectados al SIN y son remunerados de acuerdo a

su disponibilidad en base a lo establecido en las resoluciones de calidad para los sistemas de transmisión nacional STN y regional STR CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008 respectivamente y aquellas que la modifiquen o substituyan (CREG, 2009a) (CREG, 2008).

Adicionalmente, en la resolución CREG 074 de 1999 se relacionan los criterios para la asignación de los costos asociados con las generaciones de seguridad entre los agentes del sistema interconectado nacional SIN y se modifican las disposiciones vigentes en materia de reconciliaciones, en esta resolución se menciona en particular los siguientes criterios para remunerar el soporte de tensiones: *“i) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad, asociada con Restricciones Eléctricas y/o requerimientos de soporte de reactivos en STR’s y/o SDL’s en el Nivel IV de tensión, se asignarán al Operador Económico de la red o al Operador Económico del activo correspondiente. ii) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, atribuible a consideraciones de voltaje y/o estabilidad del STN, es decir, generaciones forzadas adicionales a las definidas en los Literales previos, no asignables a un agente o a un grupo de agentes en particular, serán asignadas a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda”*. Dónde, la reconciliación positiva corresponde al ingreso adicional que reciben los generadores por cumplir con generaciones de seguridad fuera de mérito (CREG, 1999).

### **5.3. Servicio de recuperación del servicio**

Por su parte, los servicios complementarios destinados a la recuperación del servicio, como el arranque autónomo o black Start están definidos en el código de redes, sin embargo, estos no son obligatorios para los generadores del país y mucho menos remunerados, por lo que en la actualidad sólo algunos pueden prestar este servicio. Como medida de reacción ante eventos de gran magnitud que puedan causar un apagón total o parcial del país, el centro Nacional de despacho define guías de restablecimiento por áreas o subáreas, las cuales socializa con los agentes y va modificando periódicamente con los cambios topológicos y entrada de nuevo de nuevos activos al SIN.

### **5.4. Servicio de regulación primaria de frecuencia**

Ahora bien, los servicios complementarios de control de frecuencia se definen en tres tipos: Regulación Primaria, Secundaria o AGC y Terciaria. En el código de Redes Res CREG 025 de 1995 se define la regulación primaria de frecuencia como la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema (CREG, 1995). Asimismo, en la resolución CREG 023 de 2001 se dictan las siguientes disposiciones para la prestación de este servicio: *“Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, están en la obligación de prestar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, el cual es equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria.*

*Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico...".* En esta misma se define que una planta o unidad de generación incumple en su obligación si no presta el servicio de regulación primaria de acuerdo con los requisitos detallados anteriormente, en cualquiera de las 24 horas del día. Así pues, si existe un incumplimiento, el CND notificará tanto al agente generador como también al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación.

Por último, en los artículos 6 y 7 de esta misma resolución, se presentan la metodología en la cual se remunera la regulación primaria. El artículo 6 define inicialmente una reconciliación positiva para las plantas o unidades de generación que no prestaron efectivamente el servicio. Luego, en el artículo 7, se menciona que el ASIC distribuirá diariamente la cantidad recaudada según lo establecido en el Artículo 6, entre las plantas y/o unidades de generación que sí hayan prestado el servicio de manera correcta. Dicha asignación se hará a prorrata de la generación real del día (CREG, 2001).

### **5.5. Servicio de regulación secundaria de frecuencia o AGC**

La regulación secundaria de frecuencia se define también en el código de redes RES CREG 025 de 1995 como *"aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria"*. Adicionalmente, se obliga a todos los generadores despachados centralmente a participar en la prestación del servicio, sin embargo, al tratarse de un servicio que requiere una respuesta de rápida en términos de velocidad para poder corregir las desviaciones en la frecuencia dado un desbalance entre la carga y generación, es realizado principalmente por generadores hidráulicos con embalse y térmicas, estas últimas en condiciones de aislamiento (CREG, 1995).

Desde el punto de vista operativo, en la Resolución CREG 083 de 1999, se indican los criterios para los generadores que deseen participar en la regulación secundaria de frecuencia sean elegibles para prestar este servicio: *"i) Ser telecomandada desde el Centro Nacional de Despacho (CND). ii) Realizar pruebas de integración a la función AGC propia de su planta. iii) Realizar pruebas de estatismo y velocidad sostenida de toma de carga, cumpliendo con los parámetros calculados desde el CND, para ajustarse a los valores aprobados por el CNO. iv) Realizar pruebas de integración al control jerárquico del CND de acuerdo con los documentos que sobre el tema, sean aprobados por el CNO"*. Así pues, luego de cumplir con los anteriores requisitos, los generadores que estén habilitados para prestar el servicio de AGC, participarán para ser asignados para responder con una holgura o reserva de AGC para cada uno de los periodos del día de acuerdo con su precio de oferta. Esta holgura o cantidad de megavatios, es simétrica y debe estar disponible tanto para su subir o bajar generación que permita responder a eventos y en general a cambios que se presenten en el balance carga - generación.

El crecimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las renovaciones tecnológicas continúan modificando sus características dinámicas, lo que obliga a ajustar constantemente el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) para mantener el desempeño de la frecuencia. Para ello, se establecen regulaciones que incluyen el Acuerdo CNO 1428 de 2021, que requiere actualizaciones periódicas de los parámetros del AGC, y la Resolución CREG 198 de 1997, que define criterios de seguridad como la velocidad de toma de carga, el número mínimo de unidades participantes y la reserva necesaria para el servicio. Asimismo, la holgura debe ser simétrica y que, como medida de seguridad, debe ser suficiente para compensar al menos el desbalance provocado por el disparo de la unidad más grande del sistema, la holgura total prevista para el horizonte de cálculo en cada periodo se determina como el valor máximo entre la potencia máxima de una unidad más grande el sistema, actualmente 1 unidad de Ituango (300 MW), los requerimientos de reserva para aumento de generación y el valor absoluto de los requerimientos de reserva para bajar generación (XM, 2024c).

Por otro lado, la resolución CREG 076 de 2009 define que para el despacho programado: *“El CND encontrará para las veinticuatro (24) horas del Despacho, un Despacho Programado considerando las características técnicas de las plantas y/o unidades de generación, las Restricciones del SIN identificadas en los literales anteriores y con los requerimientos de AGC según la reglamentación vigente, tal que:*

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_{it} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

Ecuación 1. Formulación Despacho Programado

Sujeto a:

$D_t \leq \sum_i Q_{it}$ , Características técnicas, Restricciones Eléctricas y soporte de tensión y Restricciones Operativas

dónde:

$i$ : Indexa a los Generadores

$Pof$ : Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

$t$ : Indexa las Horas del Día

$Q$ : Generación

$Par$ : Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el despacho ideal.

$D$ : demanda

Por lo anterior, antes de la realización del despacho económico se ejecuta primero el proceso de optimización que asigna la reserva de regulación secundaria AGC necesaria para las 24 horas del día atendiendo a la siguiente formulación (CREG, 2009b):

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_{it} \times D_{AGC_{it}}) + Par_{it}$$

Ecuación 2. Formulación asignación regulación secundaria o AGC

*Sujeto a:*

$$R_{AGC_t} \leq \sum_i D_{AGC_{it}} \text{ y restricciones operativas}$$

*dónde:*

*i: Indexa a los generadores*

*Par: Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan por asignación de holgura*

*t: Indexa las Horas del Día*

*DAGC: Holgura para regulación secundaria de frecuencia*

*Pof: Oferta de Precio en la Bolsa de Energía*

*RAGC: Reserva de regulación requerida”*

Así pues, a diferencia de los demás servicios complementarios en el país, el AGC o regulación secundaria de frecuencia es un servicio complementario que sí se remunera en el país, se consolida como un mercado, del cual se pueden resaltar los siguientes aspectos establecidos en las resoluciones CREG 064 de 2000 y CREG 027 de 2016.

- Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el Servicio de AGC serán objeto de reconciliación, independientemente que por su precio de oferta y realización del despacho económico entren en mérito o no.
- Se asigna un costo horario que debe pagar cada generador por su obligación a prestar el servicio de regulación secundaria AGC, que se conoce como Responsabilidad comercial.
- El sistema de intercambio comerciales ASIC facturará horariamente al agente que presté el servicio de AGC un valor neto entre el pago por la prestación del servicio de regulación secundaria y la responsabilidad comercial (CREG, 2000) (CREG, 2016).

## 5.6. Servicio de regulación terciaria de frecuencia

Se encuentra por último la regulación terciaria de frecuencia que corresponde a la reserva que tiene el sistema de potencia y el soporte adicional que tiene principalmente el AGC, a partir de los generadores que están en línea o disponibles y que en caso de requerirse, ayudarán a corregir en tiempo real los desbalances entre la carga y generación que se presenten en la operación principalmente por desviaciones en la demanda y eventos no programados en las unidades de generación. En tiempo real, el operador del CND invoca estos recursos y unidades que participan en la regulación terciaria con el mismo criterio económico del despacho y redespacho, es decir, usando el orden de mérito a menos que exista alguna condición particular y se priorice un recurso más caro, a partir del mecanismo de autorizaciones, los cuales se imparten por periodo (XM, 2024c). Cuando el CND hace uso de las unidades o recursos para la regulación terciaria estos generan por encima o por debajo del programa de despacho o redespacho a través de la figura de la autorización a desviarse. Esto implica que para efectos de su remuneración no se vean afectados por tener una

generación real diferente al valor programado y se le reconozca esa generación adicional autorizada por el operador del SIN para dar soporte a la frecuencia (Páez, 2014).

### **5.7. Nuevos Servicios complementarios para plantas solares fotovoltaicas y eólicas**

Adicionalmente, en la Resolución CREG 060 de 2019 se indica que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional STN y al regional STR deben prestar servicios como: Respuesta rápida de corriente reactiva, regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia, respuesta rápida en frecuencia que aplica sólo para eólicas (CREG, 2019).

Las Resoluciones CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022 establecen los requisitos técnicos transitorios de generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar foto voltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y mayor 1 MW y menor a 5 MW respectivamente, en donde para ambos se indica que estos deben prestar los siguientes servicios: Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia, control de tensión e inyección rápida de corriente reactiva, este último requisito no aplica para generadores y autogeneradores con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada mayor 1 MW y menor a 5 MW (CREG, 2021) (CREG, 2022).

### **5.8. Conclusiones del capítulo**

En este capítulo, se hizo una descripción de la forma como hoy operan los servicios complementarios en el país, observándose que algunos no son obligatorios, ni remunerados y otros como el AGC que se consolida incluso como un mercado. Sin embargo, a lo largo de los años se han identificado mejoras necesarias a estos servicios complementarios actuales, todo esto acompañado de las motivaciones dictadas en la transición energética del país que tiene como meta una alta penetración de generación de energía renovables entre los años 2030 y 2050 que también hace necesario replantear el mercado eléctrico actual, la operación del SIN y con ello los servicios complementarios.

Es por esto que la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG ha estado realizando consultorías, estudios y talleres en busca de una propuesta de nuevos de servicios complementarios de energía en el país y el nuevo esquema de mercado que los regiría, de cara al contexto anteriormente mencionado. En 2018 CREG contrató un estudio con los consultores PSR - DI-AVANTE3 llamado análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión (PSR et al., 2018). En 2022, se publica un nuevo estudio a cargo de la consultora PHC, titulado *Revisión, análisis y evaluación de los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de*

*servicios complementarios en el sistema interconectado nacional.* En ambos se dan recomendaciones en cuanto a recomendaciones de clasificación, criterios y parámetros de los Servicios Complementarios (SSCC) en el SIN basadas en el análisis de la regulación vigente, de los documentos previos sobre SSCC, el referenciamiento internacional y del estado actual del sistema eléctrico colombiano (PHC & CREG, 2022).

En el próximo capítulo se presentarán algunos mercados de eléctricos de países en el mundo que ya le han apostado a transición energética y han implementado reformas a sus servicios complementarios buscando habilitar la penetración a gran escala de fuentes no convencionales de energía, principalmente solar y eólica y garantizando una operación segura, confiable y económica de su sistema eléctrico de potencia.

## 6. Estado actual de los servicios complementarios en el mundo

### 6.1. Introducción al capítulo

En el capítulo anterior se hizo una revisión detallada de los servicios complementarios en Colombia, desde el estado actual como las posibles oportunidades de mejora de cara a la alta penetración de energías renovables que se espera en el mediano y largo plazo, y aquello que desde las entidades gubernamentales y desde el sector eléctrico se está adelantando para llevar a cabo esta transición energética.

En este capítulo se abordarán los servicios complementarios de mercados eléctricos de países que fueron escogidos revisando que tuvieran un contexto energético similar al del mercado eléctrico colombiano, es decir, en cuanto a la composición de su matriz de generación de energía y/o su propuesta de transición energética y/o el avance de implementación de servicios complementarios que se estén o hayan consolidado como mercados y que tengan como objetivo hacer frente a la alta penetración de energías renovables de tipo eólica o solar. Se resalta además que la escogencia se hizo por zona geográfica; de los mercados eléctricos del continente europeo, se escogieron los correspondientes a los países de España y Reino Unido. Para la zona que abarca continente asiático y australiano, se desarrollará los concerniente al mercado eléctrico de Australia. Para el continente americano se desarrollarán los mercados eléctricos de Chile y en Estados Unidos será el del PJM, e cual opera Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia y el distrito de Columbia.

### 6.2. Mercado Eléctrico Español

De acuerdo con el Boletín mensual publicado por red eléctrica, en enero de 2024 la generación eléctrica de España estuvo compuesta en un 53.1% de energías renovables. Se destaca además que este porcentaje estuvo principalmente basado en la generación eólica con un 35,4%, seguido de la hidráulica 33,2% y la solar con 25,6%. Este contexto energético hace del mercado eléctrico español una referencia clave para nuestro mercado, teniendo en cuenta que sus cifras de participación de energía renovable son cercanas a las que se esperan entre 2030 y 2050 en Colombia, y adicionalmente, en ambos se presenta la complementariedad de la fuente eólica y solar con la hidráulica, buscando una mayor generación de las dos primeras (Red Eléctrica de España, 2024a).

De manera general, el mercado eléctrico español se compone de una serie de etapas en las cuales la generación y la demanda llevan a cabo transacciones de energía eléctrica en diferentes horizontes de tiempo. Los agentes participan en la compra y venta de energía en diversos mercados, donde se negocian contratos con diferentes plazos de entrega (anual, trimestral, mensual, etc.). El proceso culmina, en lo que se conoce como el mercado diario, organizado por el OMEL (Operador del Mercado Eléctrico). Este mercado tiene una dinámica muy parecida al colombiano, se hace un despacho económico haciendo una ordenación de recursos por mérito hasta cubrir la demanda, es

decir, en España también los agentes presentan ofertas de venta y compra de energía para cada una de las 24 horas del día siguiente. Luego, estas ofertas se casan, comenzando con la oferta de venta más económica hasta igualarla a la demanda. Este mecanismo incentiva los generadores a ofrecer su energía al precio más bajo posible y con esto una reducción de los precios de la electricidad (Energía y Sociedad, 2024).



Figura 3. Estructura del mercado eléctrico de España

Tomado de (Energía y Sociedad, 2024)

Seguido de esto y a diferencia de nuestro mercado eléctrico, en España, los agentes pueden ajustar sus posiciones comerciales través de lo que se conoce como mercado intradiario, el cual es gestionado por OMEL y consiste en seis subastas diarias donde los generadores y los comercializadores pueden ajustar sus posiciones comprando y vendiendo energía hasta cuatro horas antes de que se produzca el intercambio real de energía. Una vez que se ha completado las casaciones entre la generación y la demanda en el mercado intradiario, estas se incorporan al programa diario, con lo cual se concluye y determina el despacho definitivo. Cabe resaltar que, si bien no existe un mercado como este aún en Colombia, se ha mencionado en el capítulo anterior que desde la CREG ya se ha venido estudiando una posible aplicación del tema, así como también el operador del mercado XM, con miras a tener una mejor respuesta ante la alta penetración de energías renovables que se espera a 2030.

Paralelamente a esta secuencia y luego de que se reciben las ofertas el día previo al de operación OMEL realiza la ordenación de los recursos de generación hasta igualar la demanda. Posteriormente OMEL entrega un programa de generación al operador del sistema quien analizará su viabilidad teniendo en cuenta las limitaciones de la red y el cumplimiento de los límites regulatorios y

operativos seguros para el sistema. En este horizonte, los generadores y la demanda ofrecen servicios de ajuste al sistema con el fin de reforzar y mantener la operación del sistema eléctrico dentro de los límites operativos seguros. Estos servicios se constituyen en mercados diferenciados de servicios complementarios y son gestionados también por el operador del sistema, en este caso, Red Eléctrica de España y son los descritos a continuación.

**6.2.1. Gestión de Restricciones Técnicas:** Este servicio busca solucionar las restricciones técnicas que se generen en el sistema por degradaciones o limitaciones de la red de transporte y distribución. Se analizan y se busca tener en todo momento el sistema dentro de los límites regulatorios y operativos seguros en lo que tiene que ver las tensiones de la red, la reserva de generación secundaria y terciaria, y la disponibilidad de recursos para recuperación del servicio ante un apagón total o parcial. Como resultado se generan modificaciones en el programa de los generadores hasta aliviar las restricciones que se presenten, buscando siempre el despacho más económico y flexible. El análisis para constituir este servicio e incorporarlo al despacho definitivo abarca tanto las restricciones identificadas previo a la operación como también a las que se surgen en el tiempo real (Red Eléctrica de España, 2024a).

**6.2.2. Servicios de balance de regulación secundaria:** Este servicio complementario y al igual que en nuestro país, tiene como objetivo mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía, corrigiendo desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte de actuación es de 20 segundos durante 15 minutos del desbalance. Se coordina de manera centralizada, es decir, calculando la consigna de regulación a través del sistema RCP (Regulación Compartida Peninsular) gestionado por Red Eléctrica de España. Su objetivo es mantener la frecuencia y los intercambios programados con otros países. La consigna de regulación CRR se distribuye en diferentes valores entre grupos de productores en zonas de regulación o AGC, para ajustar la frecuencia y cualquier desbalance que presente con Portugal y Francia (Comisión Nacional de los mercados y la competencia, 2019a), tal como se muestra en la siguiente ilustración:

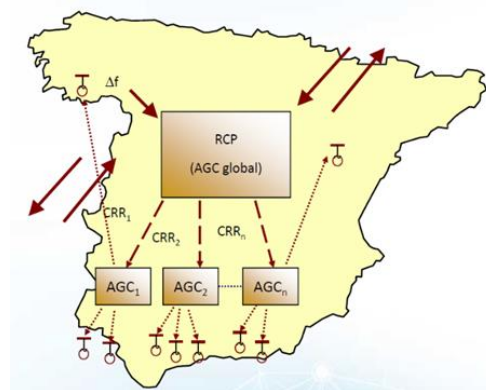


Figura 4. Zonas de regulación península ibérica

Tomado de (AEQ, 2024)

Este servicio es obligatorio y se constituye como un mercado donde el día anterior al de operación los generadores habilitados ofertan su banda de regulación a través de una potencia disponible y reciben compensación por ello. El costo de este servicio es pagado por tanto por la demanda como por la que causan desviaciones respecto a lo programado en el mercado (Red Eléctrica de España, 2024b).

**6.2.3. Servicio de balance regulación terciaria:** Desde el punto de vista técnico, este servicio funciona igual que en Colombia buscando corregir desviaciones entre la generación y la demanda, así como restablecer la reserva de regulación secundaria en caso de agotarse. Sin embargo, en España este sí se gestiona y retribuye a través de mecanismos de mercado y es un servicio de carácter potestativo, de activación manual, donde los generadores deben hacer una oferta obligatoria, con la capacidad disponible para bajar o subir generación.

Esta regulación actúa en un horizonte de 15 minutos desde que se les ordena a los generadores que participan en el servicio subir o bajar generación, en un esquema de mérito para corregir los desvíos y que puede mantenerse durante 2 horas. Este mercado se cierra a la última hora del día anterior al del despacho, donde los generadores que participen en este servicio serán liquidados con el precio marginal que resulte de las ofertas de regulación terciaria de los participantes en cada periodo, tanto para subir como para bajar generación (Comisión Nacional de los mercados y la competencia, 2019b).

**6.2.4. Gestión de desvíos:** La administración de desvíos es el procedimiento empleado por el Operador del Sistema para resolver desbalances entre la generación y la demanda que pueden identificarse unas pocas horas antes del despacho y la finalización de cada mercado intradiario. En condiciones normales de operación, los agentes informan al operador la proyección de desvíos tanto de la generación y el consumo debido a diversas causas, y sumado a esto las variaciones en los pronósticos de generación renovable a cargo del operador del sistema. Por lo que, este mercado se activa, sí y sólo si, la suma de los desvíos previstos entre dos mercados intradiarios excede los 300 MW, en una media horaria.

En caso de que se active el mercado, el operador solicita ofertas a los generadores en la dirección opuesta a los desvíos previstos en el sistema. En otras palabras, si se determina que el sistema tiene un déficit con respecto al programa de generación existente, se solicitan a los generadores ofertas para subir. En caso contrario, cuando el sistema tiene un excedente de generación, se solicitan ofertas a los generadores para reducir su programa inicial de despacho.

En cuanto a la liquidación de desvíos, que implican un sobrecoste horario, se transfiere posteriormente a los agentes que los hayan generado, es decir, si el desvío neto horario del sistema fue positivo (mayor demanda que generación), los agentes que

generaron menos o consumieron más de lo programado asumirán el sobrecosto. Por el contrario, Si el desvío neto horario del sistema fue hacia negativo (Generación sobrante), los agentes que generaron más o los consumidores que consumieron menos asumirán el sobrecosto. Este proceso ocurre al final del periodo diario de los programas de los agentes, con cada uno asumiendo los costos de sus desvíos en función de si fueron en dirección contraria o en línea con las necesidades del sistema (Energía y Sociedad, 2024)

Se puede resumir de estos mercados, que en tiempo real el operador del sistema cuenta con servicios de regulación, mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real y, en casos extremos, mecanismos de emergencia que podrían obligar a unidades de generación específicas a modificar sus niveles de producción. La secuencia de actuación de estos mecanismos hasta llegar a la gestión de los desvíos se puede observar en la Figura 5.

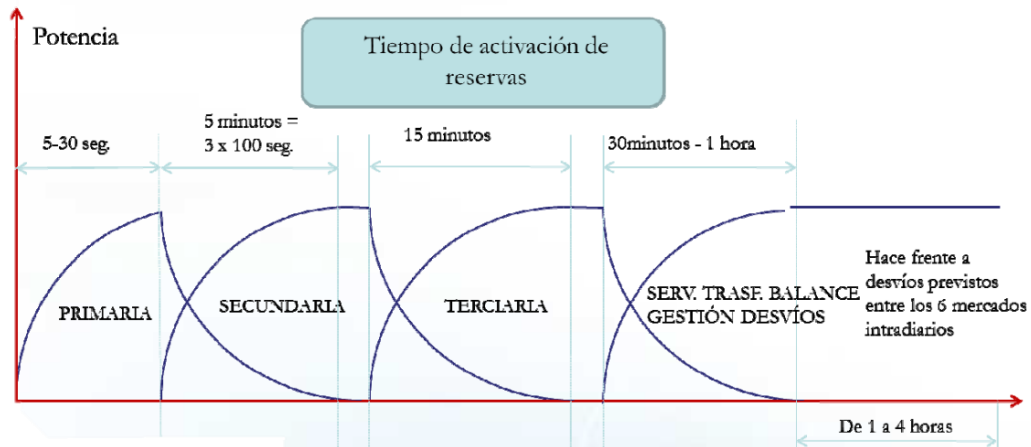


Figura 5. Secuencia de actuación de reserva y gestión de desvíos

Tomado de (AEQ, 2024)

### 6.3. Mercado Eléctrico Australiano

Como uno de los pilares de su transición energética, Australia tiene como objetivo alcanzar un 82% de participación de electricidad renovable para 2030, lo que representa un aumento de 7 veces la actual, con el objetivo de cumplir la estrategia gubernamental de alcanzar emisiones netas cero para 2050 (IEA, 2024).

De acuerdo con lo establecido en el Australian Energy Update 2023, publicado por el gobierno australiano, en 2022 los combustibles fósiles representaron el 68% de la generación eléctrica total en Australia, con el carbón liderando con el 47%, seguido por el gas con el 19% y el petróleo con el 2%. La participación del carbón ha seguido disminuyendo, en contraste con el inicio del siglo cuando

superaba el 80%. Las energías renovables por su parte contribuyeron con el 32% de la producción total de electricidad, con la energía solar representando el 14%, la eólica el 11% y la hidroeléctrica el 6%, mostrando un aumento del 29% registrado en 2021. Además, aproximadamente el 19% de la electricidad fue generada fuera del sector eléctrico por empresas y hogares en Australia durante 2021 a 2022 (Australian Government Department of Climate Change, 2023).

No obstante, y de acuerdo con lo publicado en el portal interactivo de datos del Operador del mercado eléctrico australiano AEMO, la tendencia siguió al alza en 2023, las energías renovables representaron casi el 40% de la electricidad en Australia, donde las mayores contribuciones estuvieron en la generación solar residencial e industrial, junto con la energía eólica. Se destaca además que en octubre del mismo año una mayor participación de energías renovables en todas las regiones de Australia, alcanzando un 46% durante el mes, y el 22 de octubre marcó el día con la mayor proporción a nivel nacional, llegando al 51%. En contraste, la proporción del carbón en la generación de electricidad continuó su declive a largo plazo, mientras que la participación de la generación a base de gas fue menor debido al alza de los precios del gas (Australian Government, 2024).

Como se presentó en el párrafo anterior, Australia cuenta con un contexto energético que se asemeja a lo que trabaja Colombia dentro de su transición en el mediano plazo en cuanto a porcentajes de penetración de energías renovables. Así mismo, la dominancia de la fuente solar en la expansión del sistema y la necesidad de disminuir la dependencia en los combustibles fósiles para la generación, pueden ser una guía y ejemplo para nuestro país. De cara a este panorama, Australia ha constituido en dos mercados principales de servicios complementarios de control de frecuencia (FCAS, por sus siglas en inglés), estos son:

**6.3.1. Mercados de regulación:** Busca mantener el balance entre la generación y la demanda al responder a pequeñas desviaciones en la carga o la generación. Estos servicios se utilizan de manera constante para corregir pequeños desvíos que se presenten en la frecuencia y se gestionan de forma centralizada desde uno de los dos centros de control de AEMO. La prestación de servicios de control de frecuencia de regulación la llevan a cabo los generadores que operan en el Control Automático de Generación. El sistema AGC permite el monitoreo continuo de la frecuencia del sistema por parte de AEMO. En caso de un desequilibrio menor entre la oferta y la demanda, el sistema envía señales de control a los generadores que ofrecen servicios de regulación, indicándoles que ajusten su generación para mantener la frecuencia dentro del rango operativo normal de 49.85 hertzios (Hz) a 50.15 Hz. Este mercado a su vez se divide en dos:

**6.3.1.1. Regulación para subir:** se utiliza para corregir una pequeña caída en la frecuencia.

**6.3.1.2. Regulación para bajar:** se utiliza para corregir una pequeña subida en la frecuencia.

**6.3.2. Mercados de contingencia:** El control de frecuencia de contingencia se activa cuando se produce un desequilibrio entre la oferta y la demanda después de un evento significativo de contingencia, como la pérdida de una unidad de generación de energía, una carga industrial sustancial o un elemento de transmisión grande. Aunque los servicios de contingencia están siempre activos y preparados para responder a eventos de contingencia, su utilización es poco frecuente. De acuerdo con las normas de frecuencia establecidas para el mercado eléctrico nacional, operador del sistema está obligado a garantizar que después de un evento de contingencia, la desviación en la frecuencia se mantenga dentro del rango de contingencia y se restablezca al rango operativo normal dentro de un plazo de cinco minutos, donde para tal fin se pueden activar a su vez los siguientes 8 mercados:

- 6.3.2.1. Respuesta muy rápida hacia arriba:** Respuesta de 1 segundo para detener una caída importante en la frecuencia después de un evento de contingencia.
- 6.3.2.2. Respuesta muy rápida hacia abajo:** Respuesta de 1 segundo para detener un aumento importante en la frecuencia después de un evento de contingencia.
- 6.3.2.3. Respuesta rápida hacia arriba:** Respuesta de 6 segundos para detener una caída importante en la frecuencia después de un evento de contingencia.
- 6.3.2.4. Respuesta rápida hacia abajo:** Respuesta de 6 segundos para detener un aumento importante en la frecuencia después de un evento de contingencia.
- 6.3.2.5. Respuesta lenta hacia arriba:** Respuesta de 60 segundos para estabilizar la frecuencia después de una caída importante en la frecuencia.
- 6.3.2.6. Respuesta lenta hacia abajo:** Respuesta de 60 segundos para estabilizar la frecuencia después de un aumento importante en la frecuencia.
- 6.3.2.7. Respuesta muy lenta hacia arriba:** Respuesta de 5 minutos para recuperar la frecuencia al rango operativo normal después de una caída importante en la frecuencia.
- 6.3.2.8. Respuesta muy lenta hacia abajo:** Respuesta de 5 minutos para recuperar la frecuencia al rango operativo normal después de un aumento importante en la frecuencia.

En cuanto a la dinámica de funcionamiento de estos mercados, los participantes necesitan inscribirse en AEMO para acceder a cada mercado FCAS específico. Una vez inscritos, pueden participar presentando ofertas FCAS adecuadas a través de los Sistemas de Gestión de Mercado de AEMO. Una oferta FCAS para un servicio de aumento representa la cantidad de megavatios que un participante puede añadir al sistema en un período de tiempo dado para aumentar la frecuencia. Mientras que una oferta FCAS para un servicio de reducción representa la cantidad de megavatios que un participante puede extraer del sistema en un período de tiempo dado para disminuir la frecuencia.

Durante cada intervalo de negociación, el optimizador del Despacho del Mercado Nacional de Electricidad (NEMDE, por sus siglas en inglés) debe programar suficientes recursos para el control de frecuencia de cada uno de los 10 productos FCAS presentados anteriormente, para cumplir con

los requisitos requeridos para garantizar la seguridad del sistema eléctrico. NEMDE activa las ofertas FCAS en orden de mérito, estableciendo el precio marginal para la categoría FCAS. Durante periodos de alta o baja demanda, NEMDE puede ajustar la generación o la carga para minimizar los costos totales de energía más FCAS para el mercado, un proceso conocido como co-optimización, que es parte integral de la optimización del despacho.

Las ofertas FCAS se representan como un trapecio genérico definido por límites de activación y puntos de quiebre. Estos trapecios indican la cantidad máxima de FCAS que se puede proporcionar para un nivel de salida de megavatios dado o un nivel de reducción de carga o demanda. Asimismo, estas ofertas para el control de frecuencia deben cumplir con reglas de licitación similares a las del mercado energético, incluyendo la definición de hasta 10 bandas con disponibilidad de Megavatios diferentes de cero, y precios que deben declararse antes de las 12:30 del día anterior al día de negociación (AEMO, 2023a).

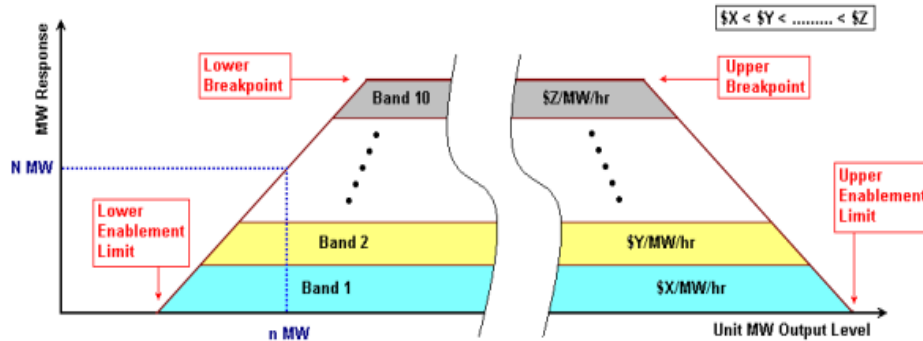


Figura 6. Trapecio de asignación mercados FCA en Australia

Tomado de (AEMO, 2023a).

Las plantas que son seleccionadas para los mercados de FCAs pueden sufrir modificaciones en sus programas sobre todo para que ellas que quedan entre un límite de habilitación y un punto de quiebre correspondiente, puesto que estos mercados se pueden ajustar adaptándose a diversas tecnologías que proporcionan FCAS, como los servicios de reducción de carga. De la Figura 6 Por ejemplo, se entiende que un servicio de reducción de carga estaría completamente disponible cuando la carga esté completamente despachada en el mercado energético, y la disponibilidad podría reducirse linealmente a cero a medida que el despacho de energía se acerca al origen. Esta forma de oferta se lograría estableciendo el límite de habilitación inferior en cero, y tanto los puntos de quiebre como el límite de habilitación superior igual a la capacidad máxima de energía de la carga.

En cuanto a la liquidación de los servicios complementarios de control de frecuencia, el Despachador del mercado de electricidad nacional establece un precio de liquidación para cada uno de los mercados de FCAS en cada región y para cada intervalo de negociación. Este precio se utiliza luego por los Acuerdos de AEMO para calcular los pagos a cada uno de los generadores, para cada tipo de FCAS, utilizando la siguiente fórmula.

$$\text{Remuneración FCA} = \text{MWE} \times \text{CP} / 12$$

### Ecuación 3. Formulación remuneración FCA en Australia

donde:

**MWE:** Cantidad de megavatios habilitados por NEMDE para el servicio liquidado.

**CP:** Precio de liquidación regional para el servicio en ese intervalo de negociación (las ofertas y el precio de liquidación se definen en dólares por megavatio por hora, y el resultado se divide por 12 para ajustar el pago al intervalo de negociación de cinco minutos).

En resumen, los gastos relacionados con los Servicios Complementarios de Control de Frecuencia (FCAS) se recaudan de las partes responsables de generar la necesidad de cada tipo de FCAS. Cuando se trata de requisitos de elevación por contingencia, los costos son cubiertos por los generadores, proporcionalmente a la energía que producen. Por otro lado, en situaciones de disminución por contingencia, los gastos son sufragados por los clientes mayoristas, en función de la energía que consumen. La recuperación de los pagos por los servicios de regulación se basa en la metodología de "Causante Paga", donde se observa cómo responden los generadores y las cargas medidas a las desviaciones de frecuencia, y se utilizan para calcular una serie de factores de "Causante Paga". A los participantes cuyas acciones contribuyen a corregir las desviaciones de frecuencia se les asigna un factor de "Causante Paga" bajo, mientras que aquellos que contribuyen a las desviaciones se les asigna uno alto. Los participantes no medidos reciben factores de "Causante Paga" basados en el remanente no contabilizado y su consumo de energía en el intervalo de negociación correspondiente (AEMO, 2023b).

Sin embargo, se ha identificado que, aunque el actual mercado de FCAS ha permitido la operación generación renovable a gran escala, es insuficiente si se pretende tener una participación del 100% de este tipo de energías donde además se suma la pretensión de disminuir generación síncrona de combustibles fósiles, lo cual afecta la disponibilidad de recursos que aportan inercia al sistema. Como se conoce, este tipo de tecnologías aportan inercia del sistema mediante la rotación de sus rotores, lo cual es esencial para la estabilidad de frecuencia y son quienes primero responden a las variaciones de frecuencia, que serían más grande y frecuentes en cuanto siga aumentando el porcentaje de participación de la generación renovable. Lo anterior, y al igual que en Colombia es un gran desafío técnico para las entidades del sector eléctrico australiano, los cuales ya han iniciado una estrategia de adopción significativa de soluciones de almacenamiento a gran escala para responder a la naturaleza variable de la generación renovable.

Actualmente el sistema eléctrico australiano basa su matriz energética principalmente en el carbón, el cual abastece alrededor del 60 por ciento de la demanda anual de electricidad, asimismo, y según AEMO, se espera que el 63 por ciento de esta generación se retire para 2040, siendo reemplazada por parques eólicos y solares complementados con hasta 19 gigavatios de generación firme, como hidroeléctricas de bombeo, almacenamiento de baterías y gas. De allí que, en los últimos años, la tecnología de baterías ha surgido como una solución clave, para por ejemplo

almacenar el exceso de energía creada cuando las condiciones para la energía renovable son más favorables y la liberan durante los picos de demanda, como olas de calor.

La primera gran batería de Australia, la Hornsdale Power Reserve, fue construida en 2017, con una capacidad de 100 megavatios (MW), desde entonces se ha ampliado a 150 MW. Actualmente, se tienen cinco baterías a escala de red con una capacidad de 260 MW operando en Australia Meridional y Victoria. Sin embargo, hay más de 85 grandes baterías en proyecto con una capacidad total de 18,660 MW en la fase de planificación, según detalla el último informe de Información de Generación de AEMO. Resaltando, el proyecto de batería más grande del mundo en Hunter Valley, Nueva Gales del Sur, la cual tendría una capacidad de hasta 1,200 MW, aproximadamente ocho veces mayor que la batería en Hornsdale (Rangarajan et al., 2023).

De manera general, estas baterías que son consideradas dentro de los servicios de recuperación del sistema son remunerados por su disponibilidad y por la entrega en sí de estos servicios. Por su parte, Los servicios de recuperación del sistema se reservan para situaciones de contingencia en las que ha habido una interrupción importante en el suministro eléctrico o cuando es necesario recuperar total o parcialmente el suministro de energía en el sistema de potencia. Los costos de los servicios auxiliares dependen de la cantidad de servicio requerido en un momento particular y pueden variar significativamente de un período a otro.

**6.3.3. Servicios de Control y Soporte de Red (NSCAS):** Los servicios de control y soporte de red se clasifican en tres tipos principales, cuyos costos son totalmente asumidos por los clientes del mercado.

**6.3.3.1. Servicio Auxiliar de Estabilidad Transitoria y Oscilatoria (TOSAS):** Este servicio es crucial para manejar las perturbaciones severas que pueden ocurrir debido a fallos en equipos o cortocircuitos, las cuales pueden afectar toda la red. Para estabilizar la tensión de forma rápida, se incrementa la inercia de los sistemas rotativos conectados o se ajusta bruscamente la carga del sistema. Equipos como los Estabilizadores de Sistema de Potencia (PSS), condensadores síncronos, SVC y generadores están capacitados para proporcionar este servicio.

**6.3.3.2. Servicio Auxiliar de Control de Voltaje (VCAS):** Este servicio regula la tensión de la red mediante la absorción o entrega de potencia reactiva. Generalmente, los proveedores de este servicio son condensadores síncronos, que reciben pagos tanto por la activación del servicio como por las pruebas anuales que deben realizar, o plantas con capacitores o reactores, que reciben compensación por su disponibilidad.

**6.3.3.3. Servicio Auxiliar de Control de Carga de Red:** AEMO emplea estos servicios para mantener los flujos de energía entre interconexiones dentro de los límites establecidos a corto plazo. Esto se logra ajustando la generación en una región o reduciendo la demanda en otra, utilizando control automático de generación (AGC) o desconexión de carga, dependiendo de las necesidades.

**6.3.4. Servicios de Restauración del Sistema (SRAS):** Estos servicios son necesarios para restablecer el sistema eléctrico tras un apagón total o parcial, y generalmente son proporcionados por generadores que pueden arrancar sin necesidad de energía externa. Los pagos a los proveedores incluyen compensación por la disponibilidad del servicio, costos de pruebas necesarias y el uso del servicio, siendo estos costos compartidos al 50% entre consumidores y generadores (Valenzuela, 2018).

## 6.4. Mercado Eléctrico PJM

El sistema interconectado de PJM es una Organización Regional del Sistema de Transmisión (RTO) que coordina y supervisa el movimiento de grandes volúmenes de energía en los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia. En cuanto a su matriz de generación, se tiene que la capacidad instalada existente de 180,287 MW de PJM a corte diciembre 2023, se compone de una mezcla de combustibles del 48.4% de gas natural, 22.1% de carbón y 18.1% de nuclear, por su parte, la generación hidroeléctrica, la eólica, la solar, el petróleo y los combustibles derivados de residuos constituyen el 11.4% restante (PJM, 2024). La anterior distribución de los recursos de generación diverso reduce el riesgo del sistema asociado con la disponibilidad de combustibles y disminuye la volatilidad de los precios de despacho. El modelo de PJM está organizado alrededor de tres roles clave: Regulador de mercado, Operador Independiente del sistema (ISO) y Operador económico.

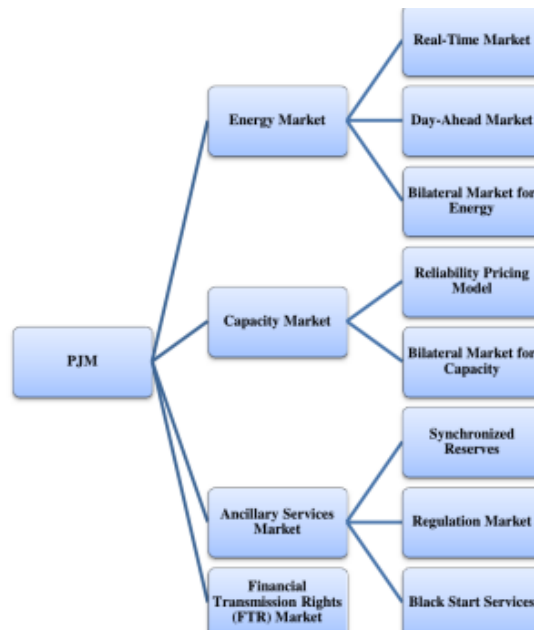


Figura 7. Servicios auxiliares dentro de la estructura del mercado eléctrico de PJM

Tomado de (PJM, 2019)

El mercado diario de PJM se encarga de organizar las transacciones de energía para el día siguiente. Los agentes del mercado presentan ofertas de compra y venta. Aunque los generadores y compradores pueden realizar intercambios bilaterales independientes, la mayoría prefiere utilizar el pool del mercado. El precio de casación (clearing price) se determina hora a hora para cada día de operación. PJM ordena las ofertas según el precio por MWh, de menor a mayor, y valida las restricciones físicas y técnicas de la red (Brooks & Lesieutre, 2019).

El centro de control de PJM se encarga de: Programar, pronosticar y coordinar la operación de las unidades generadoras, gestionar las transacciones bilaterales entre agentes, operar el mercado spot de energía, mantener el equilibrio entre la generación y la demanda utilizando distintos servicios complementarios. PJM cataloga los servicios complementarios como aquellos que respaldan la operación confiable del sistema de transmisión que permita el flujo de energía desde las fuentes de generación hasta los consumidores, manteniendo en todo momento el balance carga-generación para garantizar una frecuencia dentro de los límites operativos. Para esto PJM ha establecido dos mercados de servicios complementarios; regulación y de reserva (sincronizada y no sincronizada).

**6.4.1. Mercado de regulación:** Este servicio se utiliza para controlar pequeños desajustes entre la demanda y la generación, que se presenten en un corto tiempo. Para mantener la frecuencia deseada, el servicio de regulación se ajusta rápidamente la producción de energía hacia arriba o hacia abajo según sea necesario en respuesta a las fluctuaciones en la demanda o la generación. Este servicio se consolida como un mercado para la compra y venta del servicio de Regulación, lo cual significa que los participantes pueden cumplir con su responsabilidad de suministrar regulación a la red utilizando su propia capacidad de generación, adquiriendo regulación a través de contratos bilaterales con otros agentes, o comprándola directamente en el Mercado de Regulación.

Quienes participan de este mercado envían ofertas en \$/MW específicas para la Capacidad de Regulación y el Rendimiento de Regulación, dónde la oferta de capacidad es el costo de reservar MW para regulación mientras que la oferta de rendimiento es el costo de proporcionar movimiento de regulación, estas ofertas se presentan hasta 60 minutos antes del periodo y el operador debe publicar los recursos elegibles 30 minutos antes del inicio de este. PJM utiliza estas ofertas junto con las ofertas de energía horaria, como datos de entrada para el Optimizador de Servicios Auxiliares (ASO), que es un Motor de Compensación del Mercado para la hora siguiente (Montes de Oca, 2020).

Desde el punto de técnico y de reglas del mercado, los recursos elegibles deben poder proporcionar al menos 0.1 MW de regulación y estar equipados con un gobernador que realice AGC. Los servicios de regulación son suministrados por generadores que pueden responder rápidamente (en menos de 5 minutos) y están sincronizados con la red eléctrica. Estos generadores no están entregando toda su capacidad de

generación al sistema, para permitir responder a las fluctuaciones de la frecuencia y/o la demanda. Además, se requiere que el rango de regulación de un generador seleccionado sea al menos el doble de la cantidad asignada, y que pueda proporcionar toda la capacidad de regulación asignada con una holgura simétrica. Si el recurso seleccionado es tipo demanda debe operar sin agregar energía adicional al sistema eléctrico y proveer máximo el 25% de la holgura necesaria para la regulación de frecuencia del sistema (PJM, 2019).

A diferencia de otros servicios, el servicio de regulación no compensa la energía inyectada o retirada del sistema, sino la capacidad del recurso para seguir con precisión la señal de control enviada por el operador dentro de los límites de capacidad especificados en la oferta. PJM utiliza dos tipos de señales de control AGC de regulación para poder incluir la participación de diferentes tipos de recursos:

**6.4.1.1. Regulación estándar (RegA):** Esta señal es enviada cada dos segundos y está destinada a generadores síncronos tradicionales, que son capaces de sostener la generación por periodos largos de tiempos con rampas más lentas.

**6.4.1.2. Regulación de oscilación rápida y dinámica (RegD):** Está destinada para aprovechar los recursos que tienen rampas más rápidas, pero de corta duración, como lo son los sistemas de almacenamiento de baterías (PJM Interconnection, 2017c).

Estas señales son enviadas digitalmente a los recursos seleccionados para regular la frecuencia, los cuales son evaluados en su habilidad para seguir la señal y son compensados según parámetros de rendimiento específicos y la oferta de capacidad realizada en el mercado. Una vez definida la asignación por parte de PJM, este debe enviar la siguiente información a los recursos seleccionados:

**6.4.1.3. Regulación asignada (ARegA o ARegD):** Es la cantidad de regulación asignada por hora (MW) al recurso, determinada por el Motor de Optimización del Mercado (ASO) y el mercado de regulación. Esta asignación es individual para cada recurso y puede ser igual o menor a la capacidad ofrecida. Se envía a una tasa de 10 segundos y generalmente es estática durante la hora asignada.

**6.4.1.4. Señales de control de regulación (RegA, RegD):** Son señales de control de regulación (+/- MW) enviadas en tiempo real por el operador que deben seguir todos los recursos seleccionados. Se envían a una tasa de 2 segundos (Montes de Oca, 2020).

En cuanto a la liquidación de mercado, PJM determina un precio por el servicio de regulación considerando los siguientes tres parámetros: Capacidad (\$/MW), que corresponde a la establecida en la oferta, Desempeño (\$/milla), basado en la suma total de MW requeridos para seguir la señal de control de regulación, y pérdida de costo de oportunidad (\$/MW) que represente el costo incurrido al no participar en el mercado

de energía al prestar servicios de regulación. De lo anterior, PJM determina la remuneración por prestar este servicio ponderando la capacidad, el desempeño para seguir las señales RegA, RegD por un parámetro denominado Performance score, que se compone a su vez de la ponderación de tres parámetros conocidos como delay score, correlation score y precision score, los cuales corroboran y verificar que tan bien el recurso sigue estas señales de regulación, este parámetro toma valores entre 0 y 1, se testea cada 10 segundos y se promedia en una base de 5 minutos.

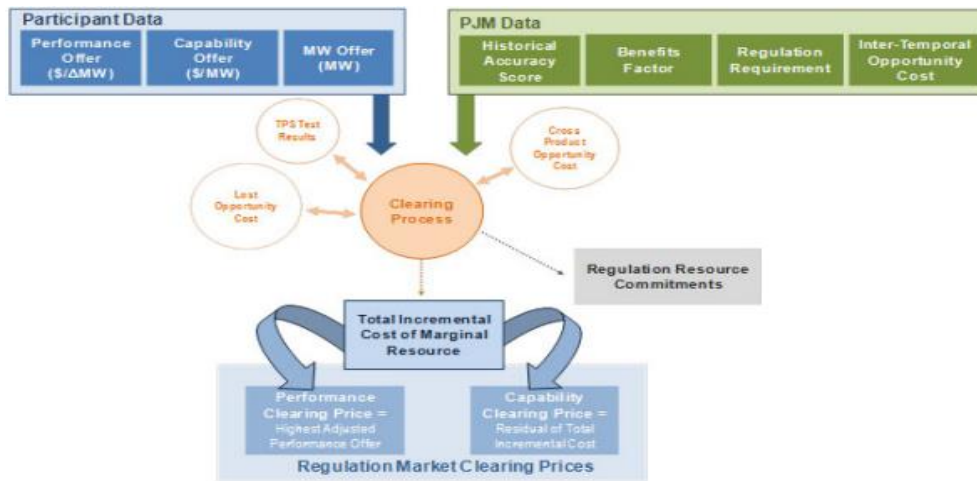


Figura 8. Funcionamiento del mercado de regulación de PJM

Tomado de (PJM, 2019)

Finalmente, PJM cierra el mercado y ordena las ofertas recibidas por todos los participantes calcula el precio de compensación del mercado de regulación (Regulation Market clearing Price) RMCP \$/MW para cada hora, como el promedio de los 12 precios RMCP que se generaron cada 5 minutos por el optimizador.

El precio de compensación por rendimiento RMPCP \$/MW se determina en la oferta de rendimiento marginal y el precio de compensación de capacidad RMCCP \$/MW es el resultado de la diferencia del RMCP y el RMPCP para la hora. Los costos de oportunidad incluyen los costos de las horas pico, contabilizando el tiempo que le toma a un recurso en ejecutar la instrucción de hacer rampa o salir de esta. Si los generadores incurren en costos de oportunidad por encima de los precios de remuneración de capacidad, PJM realizará pagos a quienes apliquen posteriormente. Los recursos programados por el PJM que están proporcionando tanto energía como regulación son elegibles para pagos de compensación de costos de oportunidad, por fuera de esto no lo son. Los recursos con puntajes de rendimiento deficientes no reciben créditos de regulación. Por lo que este tipo de mercado recompensa a los recursos más rápidos y precisos con una compensación más alta.

Actualmente participan en el Mercado de Regulación de PJM varios recursos de almacenamiento de energía, incluidas instalaciones de baterías, y un grupo de vehículos

eléctricos, junto con tipos de recursos más tradicionales como los que funcionan con combustibles fósiles y renovables. Estos recursos son remunerados por proporcionar regulación de frecuencia cuando son solicitados por PJM (Montes de Oca, 2020).

**6.4.2. Mercado de reservas:** Las reservas de generación se refieren a los suministros de electricidad disponibles rápidamente en caso de una pérdida inesperada de generación. Se pueden comparar con una llanta de repuesto, listas para ser utilizadas cuando se necesiten. Hay varios tipos de reservas:

**6.4.2.1. Reserva operativa:** puede recibir energía en un lapso de 30 minutos, proveniente de generadores conectados a la red eléctrica o desconectados, así como de cargas específicas que pueden ser retiradas de la red como respuesta de la demanda.

**6.4.2.2. Reserva primaria:** es la cantidad de energía que puede recibir en un periodo de 10 minutos, proveniente de generadores conectados a la red eléctrica o desconectados, así como de cargas específicas que pueden ser retiradas de la red como respuesta de la demanda.

**6.4.2.3. Reserva sincronizada:** es la cantidad de energía conectada a la red que puede recibir en un lapso de 10 minutos, proveniente de generadores sincronizados a la red eléctrica y ciertas cargas específicas que pueden ser retiradas de la red como respuesta de la demanda.

**6.4.2.4. Reserva de arranque rápido:** es la cantidad de energía que puede recibir en un periodo de 10 minutos de generadores desconectados.

**6.4.2.5. Reserva suplementaria:** es la cantidad de energía que puede recibir en un lapso de 10 a 30 minutos, proveniente de generadores conectados a la red eléctrica o desconectados, así como de cargas específicas que pueden ser retiradas de la red como respuesta de la demanda (PJM, 2019).

En general, los participantes del mercado eléctrico de PJM cuyas acciones contribuyen a corregir las desviaciones de frecuencia se les asigna un factor de "Causante Paga" bajo, mientras que aquellos que contribuyen a las desviaciones se les asigna uno alto. Los participantes no medidos reciben factores de "Causante Paga" basados en el remanente no contabilizado y su consumo de energía en el intervalo de negociación correspondiente. Para cada intervalo de negociación del mercado, los pagos totales por regulación se recuperan de los participantes de acuerdo con estos factores (Brooks & Lesieutre, 2019).

## 6.5. Mercado Eléctrico de Chile

De acuerdo con el reporte energético publicado por el coordinador eléctrico nacional con corte a Julio 2024, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica es de 35.768 MW|, de los cuales 17.339 MW corresponden a fuentes de energía no convencionales. Se resalta que, de la primera cifra mencionada, el 14,3% corresponde a generación de tipo eólica y el 29.4% a la solar (Coordinador eléctrico nacional, 2024b). Adicionalmente dentro del "Plan de Descarbonización" de

este país, se establecieron reformas mediante proyectos de ley y modificaciones reglamentarias que promueven la modernización del sector eléctrico. El objetivo es alcanzar un sistema eléctrico 100% limpio de emisiones para 2050, alineado con la Ley 21.455 de carbono neutralidad, en donde se hizo énfasis en temas como mercados de energía, distribución, recursos distribuidos, calidad de servicio y servicios complementarios (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2022).

En el capítulo 3 del Decreto N°113 *reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*, se establece que los Servicios Complementarios del Sistema Eléctrico Nacional (SSCC) son aquellas prestaciones esenciales para coordinar la operación del sistema eléctrico según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos. El objetivo del Coordinador del sistema eléctrico chileno es garantizar la seguridad y la calidad del servicio eléctrico de manera económica a través de estos servicios, cumpliendo con la reglamentación vigente. Adicionalmente, el coordinador definió sus servicios complementarios buscando como objetivo garantizar en todo momento el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica frente a diversos escenarios y desbalances, asegurando la continuidad del servicio y la eficiencia económica de las instalaciones del sistema, así como también las características tecnológicas y los requisitos de flexibilidad operativa.

En este mismo Decreto N°113 *reglamento de servicios complementarios* (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2019) se establece que la forma de adquirir estos servicios es a través licitaciones o subastas, siempre que haya condiciones de competencia, como también quienes participen pueden ofrecerlos a través de las instalaciones existentes o mediante la implementación de nueva infraestructura. Las subastas aplican normalmente para requerimientos de corto plazo. Sin embargo, si no hay condiciones de competencia o los mecanismos de subasta o licitaciones resultan desiertos, el Coordinador tiene la facultad de elegir la prestación o instalación directa de los servicios.

De manera general, los servicios complementarios en Chile deben incluir por lo menos: control de frecuencia, control de tensión y recuperación del servicio que operen en condiciones normales como durante contingencias (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2019).

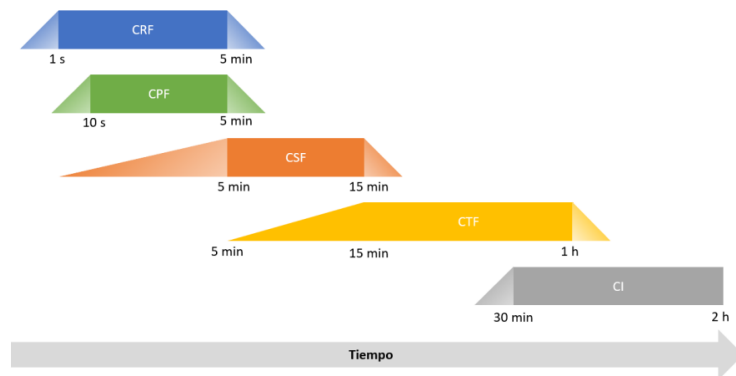


Figura 9. Esquema de activación controles de frecuencia en Chile

Tomado de (Coordinador eléctrico nacional, 2024a)

**6.5.1. Control de frecuencia:** Este servicio de carácter sistémico comprende todos los mecanismos necesarios para mantener la frecuencia dentro de un rango específico, corrigiendo los desequilibrios que se presenten entre la generación y la demanda en tiempo real. A su vez, el mercado eléctrico chileno ha definido 5 mecanismos de control de frecuencia los cuales son presentados a continuación y en la Figura 9:

**6.5.2. Control Rápido de Frecuencia CRF:** Este control busca corregir desviaciones de frecuencia que se presente en el sistema eléctrico ante situaciones de contingencia, por medio de acciones automáticas rápidas, es decir, que se activa en 1 segundo y tiene un tiempo mínimo de entrega de 5 minutos. Este comprende un Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y un Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-), que se da mediante asignaciones de bandas de regulación asimétricas.

En cuanto a su remuneración tiene dos componentes disponibilidad y activación. La disponibilidad se remunera a los agentes por mantener la reserva disponible en el periodo requerido, en el intervalo de la banda de subfrecuencia CRF+, que fue adjudicado según lo definido en la subasta o licitación por el Coordinador. La activación se paga por la inyección de energía por subfrecuencia y corresponde al costo marginal de la barra de inyección. Por su parte la remuneración Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia CRF- se basa únicamente en el componente de activación, la cual corresponderá al pago por la prestación efectiva del servicio y se remunera según el valor adjudicado en la subasta o licitación que realice el coordinador del sistema eléctrico.

**6.5.3. Control primario de frecuencia CPF:** Servicio comprendido por un conjunto de acciones automáticas locales que corrigen las desviaciones de frecuencia en el sistema eléctrico. Al igual que el control rápido, este control se divide en Subfrecuencia (CPF+) y Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). En cuanto su operación, tiene un tiempo de activación de 10 segundos y su mínimo tiempo de entrega es de 5 minutos. Se utilizan bandas de regulación asimétricas, donde la reserva para subfrecuencia puede ser diferente de la reserva para sobrefrecuencia.

Este control se soporta dependiendo del tipo de operación, si es en estado normal o en contingencia. Para el primero, de operación normal, se requiere reservas de potencia activa para mantener la frecuencia dentro de  $\pm 0.2$  Hz respecto al valor nominal. Se involucran unidades sincrónicas y de respuesta virtual de emergencia (ERV). Si el sistema se encuentra en estado contingencia, se definen dos atributos control, el denominado CPF@10s, que debe actuar durante los primeros 10 segundos después de ocurrida la contingencia, para compensar la caída inicial de frecuencia y evitar la actuación del EDAC y el CPF@5min, el cual tiene un tiempo de actuación sostenido de 5 minutos, para restablecer el valor permanente de la frecuencia por encima de 49.3 Hz.

**6.5.4. Control secundario de Frecuencia CSF:** Este control al igual que en Colombia, tiene como objetivo devolver la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Debe operar de manera centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. El tiempo total de activación del servicio CSF es de 5 minutos, y su mínimo tiempo de entrega es de 15 minutos.

Al igual que los controles explicados anteriormente, el CSF consta de dos tipos: Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

Para la remuneración por CSF+, se consideran la disponibilidad y la activación del servicio. La disponibilidad se remunera según lo establecido en la subasta o licitación, y la activación se paga por la inyección de energía por subfrecuencia, valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva. Para CSF-, la remuneración se basa únicamente en la activación del servicio, pagada según lo definido en la subasta o licitación por el Coordinador en el Informe SSCC.

Consideraciones específicas para el Control Secundario de Frecuencia incluyen la activación en orden creciente de costos variables para CSF+ una vez que el Error de Control de Área sea nulo, y la priorización de instalaciones adjudicadas que minimicen el costo total de operación del sistema para CSF- en la misma situación. El Coordinador puede exigir ciertos aspectos al diseñar el requerimiento del servicio, como el mínimo de reserva requerido por oferente, el Tiempo de Inicio de Activación del CSF y los requerimientos de tasas de subida o bajada de carga.

**6.5.5. Control Terciario de Frecuencia CTF:** El Control Terciario de Frecuencia (CTF) corresponde a las medidas de control que el operador del sistema puede activar durante la operación de tiempo real restablecer reservas del Control Secundario de Frecuencia o añadir reservas adicionales para responder a eventos en que se presenten desequilibrios de la frecuencia y no sea suficiente con el control primario y secundario.

En cuanto a su operación, debe tener una duración total de activación de 15 minutos y debe entregarse en un máximo de 1 hora. Al igual que los demás controles se tiene Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-). Para la remuneración de CTF+, se consideran la disponibilidad y la activación del servicio. La disponibilidad se remunera según el valor adjudicado en la subasta, mientras que la activación se paga por la inyección de energía por subfrecuencia al costo marginal de la barra de inyección correspondiente, y se van activando en orden de mérito. El Control Terciario por sobrefrecuencia, se remunera únicamente la activación, también según el valor adjudicado en la subasta, priorizando las

instalaciones que minimizan el costo total de operación del sistema, considerando diversos factores como los costos variables y los valores ofertados.

Tabla 4. Resumen funcionamiento controles de frecuencia en Chile

Tomado de (Coordinador eléctrico nacional, 2024a)

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
<b>CRF</b>	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
<b>CPF</b>	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
<b>CSF</b>	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
<b>CTF</b>	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min] <sup>8</sup>	-	1[hr]
<b>CI</b>	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30[min]	2[hr]	-

**6.5.6. Cargas interrumpibles CI:** Este servicio complementario comprende la desconexión de la demanda de uno o varios Usuarios Finales, bajo la instrucción del Coordinador eléctrico nacional, en escenarios de alto consumo de energía y baja generación, con el fin aliviar congestiones de la red o responder a emergencias sistémicas. El Tiempo Total de Activación de este servicio es de 30 minutos desde la instrucción del Coordinador, y el Mínimo Tiempo de Entrega es de 2 horas.

Para su remuneración se tienen en cuenta también los conceptos de disponibilidad y activación del servicio. La disponibilidad, que se refiere a mantener la reserva disponible, y la activación, relacionada con la prestación efectiva del servicio, se remuneran según el valor adjudicado en la subasta o licitación respectiva. Adicionalmente, las reducciones de demanda eléctrica pueden ser ofrecidas por los Consumidores Finales de forma individual o agrupada, con la posibilidad de que un tercero realice la agrupación según lo estipulado en la regulación. El coordinador eléctrico debe diseñar el requerimiento del servicio, especificando el número máximo de veces que el servicio puede ser requerido en un período disponible y el tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no puede ser convocado, sin que esto afecte los pagos por disponibilidad (Coordinador eléctrico nacional, 2024a).

**6.5.7. Control de tensión:** El Control de Tensión se refiere a las acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de una banda predeterminada en el sistema eléctrico, de acuerdo con los límites establecidos en la normativa. Este servicio se considera de control local y presenta diferentes requerimientos según el tipo de equipamiento utilizado:

**6.5.7.1. Para unidades generadoras sincrónicas:** Se requiere tanto control de régimen permanente como dinámico. El controlador de tensión de la unidad

modifica la corriente de campo para mantener la tensión en una barra de referencia, tanto en régimen permanente como en contingencias.

**6.5.7.2. Para parques eólicos y fotovoltaicos:** se realiza control de régimen permanente y dinámico. En el control de régimen permanente, se entrega una cantidad fija de potencia reactiva de acuerdo con una consigna establecida. En el control dinámico, se actúa sobre los equipos de generación o suministro de potencia reactiva para mantener la tensión dentro de los niveles admisibles, tanto en régimen permanente como en contingencias. Este control se distingue en rápido y lento, con tiempos de respuesta específicos.

**6.5.7.3. Elementos de compensación reactiva pueden ser estáticos o dinámicos.** El control estático implica la disponibilidad y/o utilización de compensadores de potencia reactiva, como bancos de condensadores o reactores, para mantener la tensión dentro de los niveles establecidos en la normativa, tanto en régimen permanente como en contingencias. El control dinámico implica la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos, compensadores de tensión u otra tecnología que cumpla con los requerimientos técnicos para contribuir a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos (Comisión Nacional de Energía, 2020).

Este servicio complementario es de carácter obligatorio, donde todos los elementos que presten este servicio deben operar de manera estable, entregando o absorbiendo reactivos. Para las unidades generadoras pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 MW, se requiere un sistema de excitación que permita controlar la tensión en barras de alta tensión de la central y distribuir proporcionalmente la potencia reactiva entre las unidades generadoras. Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 MW deben contar con un sistema de control que permita controlar la tensión en barras de alta tensión del parque.

De manera general, para la remuneración de los elementos que participan del servicio de Control de Tensión (CT) se tendrán en cuenta los conceptos de inversión, operación y/o mantenimiento, valorados según la adjudicación en la subasta o licitación, de acuerdo con las directrices establecidas por el Coordinador eléctrico nacional (Coordinador eléctrico nacional, 2024a).

**6.5.8. Control de Contingencias:** El Servicio de Control de Contingencias incluye diversas acciones destinadas a mantener la seguridad y calidad del suministro eléctrico durante eventos no programados que se presenten en el sistema, se compone de:

**6.5.8.1. Desconexión de Carga:** Se refiere al desprendimiento automático o manual de carga para mantener la seguridad y calidad del servicio eléctrico. Los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) emiten órdenes de

desenganche en condiciones anormales del sistema. La Desconexión Manual de Carga (DMC) implica desconectar carga manualmente en situaciones de riesgo. La prestación de estos servicios puede ser sistémica o local. La remuneración se basa en la activación de los servicios de EDAC por subfrecuencia y DMC, mientras que para EDAC por subtensión o contingencia específica se consideran los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento. Las activaciones de DMC deben ser instruidas como último recurso. Los montos de carga asociados a EDAC se adjudican priorizando las ofertas más económicas que cumplan con los requisitos técnicos. Se permite la reducción de demanda eléctrica ofrecida por Consumidores Finales, individual o agrupadamente.

**6.5.8.2. Desconexión o Reducción de Generación:** Se refiere al desprendimiento automático de generación para mantener la seguridad del sistema. Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) emiten órdenes de desenganche en situaciones anómalas. La prestación de estos servicios puede ser sistémica o local. La remuneración se basa en la activación de los servicios de EDAG o ERAG por sobrefrecuencia, y para EDAG por contingencia específica se consideran los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento. Los EDAG o ERAG utilizados para aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no se consideran servicios complementarios.

**6.5.8.3. Plan de Defensa Contra Contingencias:** Consiste en acciones automáticas para evitar apagones totales o parciales ante contingencias extremas o críticas, con subcategorías como Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La remuneración se basa en los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento.

**6.5.9. Servicios de Plan de Recuperación de Servicio:** Corresponden a los servicios destinados a restablecer el suministro eléctrico lo más rápido posible después de un apagón parcial o total del sistema eléctrico.

**6.5.9.1. Servicio de Partida Autónoma (PA):** Se refiere a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para iniciar su funcionamiento, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema sin necesidad de suministro externo de electricidad. La remuneración se basa en los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, definidos por el Coordinador en el Informe SSCC, y debe ser sistemática en todo momento. El Coordinador puede establecer requisitos como el tiempo máximo para iniciar/sincronizar la unidad, alcanzar la carga máxima, mantenerse operativa y las exigencias para la operación en modo control de carga.

- 6.5.9.2. Servicio de Aislamiento Rápido (AR):** Se refiere a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando aislada, alimentando solo sus servicios auxiliares, después de desconectarse del sistema debido a un apagón. La remuneración se basa en los componentes de inversión, operación y/o mantenimientos definidos por el Coordinador en el Informe SSCC, y debe ser sistemática en todo momento. El Coordinador puede establecer requisitos como el tiempo mínimo de operación estable alimentando solo servicios auxiliares y la coordinación de protecciones y automatismos para la operación en isla.
- 6.5.9.3. Servicio de Equipos de Vinculación (EV):** Se refiere a la prestación de equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que hayan estado operando como islas independientes. La remuneración se basa en los componentes de inversión, operación y/o mantenimientos definidos por el Coordinador en el Informe SSCC, y debe ser sistemática en todo momento. El Coordinador puede establecer requisitos como el tiempo mínimo para sincronizar los sistemas una vez que se presenten las condiciones adecuadas (Comisión Nacional de Energía, 2020).

De manera general y de acuerdo en lo establecido en Resolución exenta No. 442 sobre la Remuneración de Servicios Complementarios, los Servicios Complementarios (SSCC) adjudicados a través de licitación o subasta se remuneran al valor adjudicado. Para los servicios prestados directamente, la valorización y remuneración se determinan de dos maneras: mediante un Estudio de Costos cuando no hay condiciones de competencia y de acuerdo con los valores máximos o mecanismos fijados por la Comisión para licitaciones o subastas desiertas. Sólo se remuneran los SSCC que hayan sido efectivamente prestados o que hayan estado disponibles durante el período requerido. El monto de la remuneración se calcula junto con la valorización de las transferencias de energía, usando el mismo período de cálculo. La Resolución SSCC define los atributos y componentes para la remuneración, incluyendo inversión, operación, mantenimiento, disponibilidad y activación. Se remunerará la disponibilidad si hay costos de habilitación y la activación si hay costos variables o de mantenimiento adicionales. En servicios de control de frecuencia, la remuneración se basa en la energía entregada al costo marginal de la barra de inyección.

Si una instalación presta múltiples SSCC, cada servicio debe ser remunerado por separado. La remuneración en procesos de licitación o subasta es el valor ofertado por los proponentes que cumplan los requisitos. Los oferentes adjudicados reciben remuneración durante la vigencia del contrato, sujeta a verificación de desempeño y disponibilidad. Si los SSCC dejan de ser requeridos, el Coordinador puede reasignar la instalación, y los costos asociados se determinan mediante el Estudio de Costos. Para licitaciones desiertas, se aplican precios máximos fijados por la Comisión, que pueden ser revisados por un Panel de Expertos. Las inversiones en nueva infraestructura se remuneran durante su vida útil conforme al Estudio de Costos. Si los costos variables de operación superan el costo marginal del sistema, se compensan según el Estudio de Costos, pero los oferentes en licitaciones no reciben compensación adicional por estos costos.

En el Capítulo 3 Decreto N°113 reglamento de servicios complementarios habla sobre el Pago de Servicios Complementarios, se detalla que estos se basan en la naturaleza del servicio y sus efectos, conforme a la Resolución SSCC, y se efectúan en los mismos plazos que los balances de energía y potencia. Las remuneraciones por nueva infraestructura se financian a través de un cargo de Servicios Complementarios incluido en el cargo único para usuarios finales. La Comisión calcula el cargo semestral para SSCC, considerando las instalaciones en operación y las proyectadas hasta el final del semestre. Las Empresas Generadoras y Distribuidoras deben informar al Coordinador sobre los montos facturados por el cargo único, y el Coordinador asigna la recaudación a los prestadores de SSCC de acuerdo con la normativa vigente. Este marco asegura una compensación adecuada para los SSCC basada en su prestación efectiva y en el contexto económico del sistema eléctrico (Comisión Nacional de Energía, 2020).

## 6.6. Mercado Eléctrico Alemán

Según el reporte de la Agencia federal de Redes de Alemania Bundesnetzagentur, en 2023 el porcentaje energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables alcanzó el 55,0%. Las granjas eólicas, especialmente las terrestres, fueron las que más contribuyeron. Las turbinas eólicas en tierra y en el mar representaron un 31,1% del total. La energía solar aportó un 12,1% y la biomasa un 8,4%, mientras que el 3,4% restante provino de la energía hidroeléctrica y otras fuentes renovables.

Por su parte, la generación de electricidad a partir de fuentes convencionales cayó a 197,2 TWh, marcando una reducción del 24% respecto al año anterior. La generación con carbón duro disminuyó un 36,8% y la de lignito un 24,8%. Por otro lado, la producción de electricidad mediante gas natural aumentó un 31,3%, debido a varios factores que han mantenido su uso, a pesar de la guerra en Ucrania y los esfuerzos por reducir el consumo de gas (Bundesnetzagentur, 2024). Asimismo, con la creciente expansión de la energía renovable variable, ha aumentado la demanda de almacenamiento en baterías. Estas se utilizan para equilibrar la generación eólica y solar, cuyo mayor incremento se ha dado en el sector residencial y en sistemas fotovoltaicos. La capacidad instalada de baterías casi se duplicó de 4,4 GW en 2022 a 7,6 GW en 2023, mientras que la capacidad total de almacenamiento subió de 6,5 GWh a 11,2 GWh (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2024).

En cuanto a transición energética, la política de la Unión Europea busca alcanzar la neutralidad climática para 2050, y Alemania busca conseguirla incluso antes, teniendo como meta el año 2045. Este compromiso está impulsando la transformación de los sistemas energéticos hacia fuentes de energía renovable descentralizadas, principalmente eólica y solar, que ya representan más del 55% de la generación total de electricidad en el país. Además, Alemania aspira a cubrir al menos el 80% de su consumo bruto de electricidad con energías renovables para 2030. Para lograrlo, ha implementado una enmienda a la Ley de Energías Renovables (EEG), vigente desde el 1 de enero de 2023, que promueve mayor flexibilidad y requiere a los operadores de transmisión y distribución adquirir servicios complementarios adicionales para asegurar el funcionamiento eficiente de la red.

Como contexto general se tiene que la reforma de 1998 de la Ley de la Industria Energética (EnWG) en Alemania liberalizó el sector eléctrico, con el objetivo de separar la transmisión y la distribución de la comercialización. Esto trajo consigo la entrada de nuevos actores en el mercado. En 1999, se introdujeron los grupos de balance en el mercado energético, que se encargan del flujo comercial de la electricidad, mientras que la transferencia física de energía es gestionada por los Operadores de Sistemas de Transmisión (TSOs) y los Operadores de Sistemas de Distribución (DSOs). Cada consumidor o productor de electricidad en Alemania está asignado a un grupo de balance y los proveedores de servicios públicos tienen un acuerdo con el grupo de balance para suministrar electricidad a sus consumidores. Los TSOs facturan únicamente a los clientes conectados a la red de transmisión, incluyendo las redes de distribución, lo que permite que todos los usuarios de la red de distribución contribuyan a los costos de transmisión. Además de mantener la red, los TSOs deben asegurar que la frecuencia se mantenga en 50 Hz, lo que requiere la adquisición de reservas de capacidad para gestionar las desviaciones entre la carga y generación (Pant et al., 2024). En la Figura 10 se presenta la estructura del mercado eléctrico alemán, donde se observa que los servicios complementarios están enmarcados dentro del mercado de Balance y está conformados por el control de reservas, de potencia reactiva, de recuperación de servicio o blackstart y reservas de la red

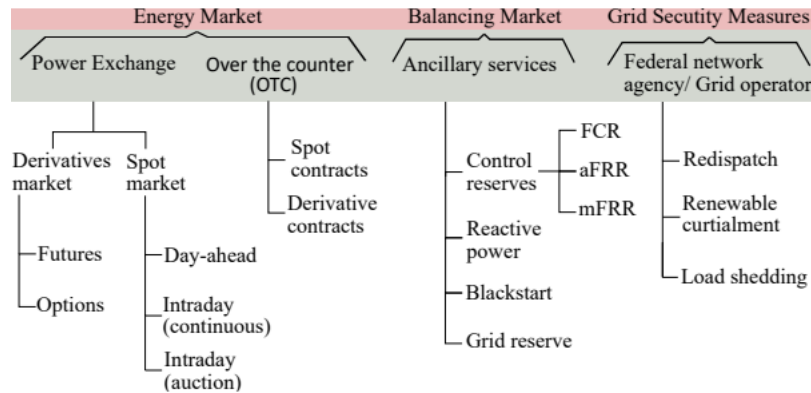


Figura 10. Estructura mercado eléctrico alemán

Tomado de (Pant et al., 2024)

**6.6.1. Control de Reservas:** Los servicios complementarios de control de reservas tienen como objetivos compensar las desviaciones de frecuencia imprevistas en la red eléctrica. Los operadores del sistema de transmisión (TSOs) son responsables de mantener una frecuencia estable de la red de 50 Hz, lo que requiere que la oferta de electricidad (generación) coincida con la demanda (consumo). Ahora bien, Las reservas de control pueden categorizarse como positivas o negativas: Una reserva de control positiva se utiliza cuando la frecuencia de la red cae por debajo de 50 Hz, mientras que una reserva negativa se activa cuando la frecuencia supera este valor. Por ejemplo, si hay un exceso de electricidad alimentada a la red, los TSOs utilizarán reservas negativas para restaurar el equilibrio, ya sea aumentando el consumo o

disminuyendo la generación (smard, 2024). Sean Positivas o negativas, el mercado eléctrico alemán cuenta con 3 tipos de control de reservas:

- 6.6.1.1. FCR (Reserva de Contención de Frecuencia):** La Reserva de Contención de Frecuencia (FCR) debe activarse dentro de 30 segundos. Es uno de los primeros tipos de reserva de control que se activa cuando la frecuencia de la red se desvía del objetivo de 50Hz. La FCR sirve para abordar fluctuaciones a corto plazo en la frecuencia de la red y se activa automáticamente en toda Europa.
- 6.6.1.2. aFRR (Reserva de Restauración Automática de Frecuencia):** La Reserva de Restauración de Frecuencia Automática (aFRR) se utiliza para apoyar la FCR que ha sido activada en respuesta a interrupciones dentro del sistema interconectado europeo. Debe iniciarse en un plazo de cinco minutos, y la activación se lleva a cabo a través de un proceso completamente automatizado por el Operador del Sistema de Transmisión (TSO) en el área donde ha ocurrido la desviación de frecuencia.
- 6.6.1.3. mFRR (Reserva Manual de Restauración de Frecuencia):** La Reserva de Restauración de Frecuencia Manual (mFRR) se emplea para asistir a la aFRR que ya ha sido activada y para abordar desequilibrios más significativos en la frecuencia del sistema. Se activa en un plazo de 12.5 minutos y permanece en vigor durante un mínimo de 15 minutos tras una decisión manual tomada por los TSOs (transnetbw, 2024).

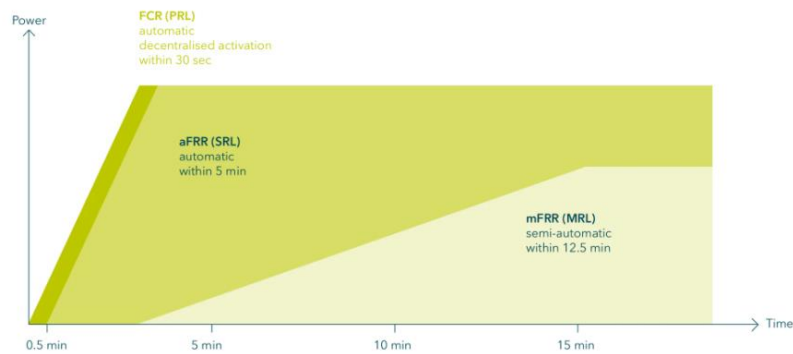


Figura 11. Activación de las reservas FCR, aFRR y mFRR en mercado eléctrico alemán

Tomado de (transnetbw, 2024)

El mercado de equilibrio en Alemania es esencial para la adquisición de reservas de control, específicamente la Reserva de Contención de Frecuencia (FCR), la Reserva Automática de Restauración de Frecuencia (aFRR) y la Reserva Manual de Restauración de Frecuencia (mFRR), las cuales se obtienen a través de un proceso de licitación. En noviembre de 2020, se estableció un mercado de energía de equilibrio separado para aFRR y mFRR, junto con el mercado de capacidad de equilibrio existente, lo que permite procesos de adquisición distintos (transnetbw, 2024).

Adicionalmente se tiene que la red eléctrica de Alemania se divide en cuatro áreas de control, gestionadas por 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH y TransnetBW GmbH. Estos Operadores del Sistema de Transmisión (TSOs) garantizan el funcionamiento confiable de la red dentro de sus áreas, colaborando bajo la Cooperación de Control de Redes de Alemania (GCC) para optimizar la provisión y activación de energía de control. Anualmente, los TSOs coordinan la Reserva de Contención de Frecuencia FCR requerida, actualmente establecida en 3,000 MW, de acuerdo con la Guía de Operación del Sistema (SO GL) para el área sincrónica de Europa continental.

Asimismo, los proveedores potenciales de los servicios complementarios deben pasar por un proceso de precalificación para demostrar sus capacidades técnicas y poder participar en los mercados de equilibrio. El proceso de adquisición de servicios complementarios incluye la presentación de ofertas e involucra a otros TSOs europeos, dónde, en el mercado de capacidad de equilibrio, las ofertas se realizan como precios de capacidad, y los proveedores reciben compensación por mantener la capacidad reservada. En el mercado de energía de equilibrio, se presentan ofertas para activar energía, y los proveedores son compensados solo cuando la energía es activada, según la oferta más alta durante el período de activación.

La activación sigue una lista de orden de mérito, con aFRR y mFRR activadas en función de la causalidad, mientras que la FCR se activa según principios de solidaridad. Se proporciona remuneración tanto por la reserva de capacidad como por la entrega real de energía, con pagos gestionados por el TSO correspondiente a la zona donde está establecido el operador del servicio.

Por último, los TSOs participan en esfuerzos colaborativos a nivel nacional y europeo, impulsando la Guía de Equilibrio de Electricidad (EB GL), y otras iniciativas voluntarias para la adquisición conjunta de reservas de control (enspired, 2024).

**6.6.2. Control de potencia reactiva:** Los servicios complementarios de potencia reactiva desempeñan un papel crucial en el mantenimiento de la estabilidad de la red y son utilizados por los Operadores de Sistema de Transmisión (TSOs) y los Operadores de Sistema de Distribución (DSOs). Estos servicios son proporcionados principalmente por generadores de energía, aunque también pueden ser ofrecidos por instalaciones de demanda, operaciones de red, equipos y sistemas de almacenamiento de energía. A pesar de diversas iniciativas de investigación a nivel europeo destinadas a establecer un mercado para estos productos y mejorar la coordinación entre TSOs y DSOs, Alemania carece de un mecanismo de mercado unificado para la adquisición de servicios auxiliares diferentes a los de frecuencia. Por lo tanto, estos servicios se adquieren mediante acuerdos bilaterales, con precios determinados de manera privada, lo que resulta en una falta de transparencia (Pant et al., 2024).

Según ENTOS-E, el control de voltaje implica acciones diseñadas para mantener niveles de voltaje o valores de potencia reactiva predeterminados. Los puntos clave sobre la regulación de voltaje en Alemania incluyen:

- La adquisición de Potencia Reactiva se centra en cumplir con los requisitos de estado estacionario.
- Los TSOs son responsables de mantener la estabilidad de voltaje a través de la gestión de sus unidades de compensación de potencia reactiva.
- Los operadores de red pueden negociar contratos con plantas generadoras individuales para asegurar la potencia reactiva necesaria para la estabilidad del sistema.
- La potencia reactiva puede obtenerse de diversos medios, incluyendo: Bancos de capacitores, Compensadores sincrónicos, Enlaces de Corriente Directa de Alta Tensión (HVDC), Transformadores con cambio de toma bajo carga (OLTC), Unidades de almacenamiento de energía, Fuentes de energía renovable, Plantas de energía convencionales
- El TSO correspondiente tiene la potestad de especificar el rango de potencia reactiva para las instalaciones de demanda conectadas al sistema de transmisión, incluyendo grandes industrias y DSOs.
- Actualmente, no existe un marco regulatorio formal para las reglas de liquidación entre TSOs y DSOs en cuanto a la fijación de precios de la potencia reactiva; estos suelen dictarse por contratos individuales.
- El código de operación de Alemania exige que el factor de potencia de la energía importada por los DSOs no debe caer por debajo de 0.9.
- Los DSOs tienen la flexibilidad de emplear diversos métodos de control de factor de potencia fijo para la regulación local de voltaje, como  $\cos(\phi)$ ,  $\cos(\phi(P))$ , y control de caída  $Q(V)$ .
- Los TSOs pueden penalizar a los DSOs conectados y a las instalaciones de demanda si no cumplen con las regulaciones de factor de potencia especificadas en sus contratos.
- Clasificación de Generadores: Los módulos generadores de energía se clasifican según los niveles de voltaje y la capacidad de generación instalada, con especificaciones detalladas en tablas adjuntas.
- Los precios de la potencia reactiva no están estandarizados y pueden variar significativamente debido a diferentes acuerdos bilaterales entre TSOs y generadores o consumidores. Los clientes pueden enfrentar costos por demanda de potencia reactiva de hasta un máximo de 9.20 C/Mvarh. Además, las plantas de energía que suministran potencia reactiva son compensadas por los TSOs, pero las tarifas específicas no están disponibles públicamente y se determinan a través de contratos individuales (ENTSO-E, 2020).

A medida que la penetración de energías renovables aumenta, la estabilidad del voltaje enfrenta desafíos significativos. La investigación del proyecto MIGRATE indica que las medidas actuales de control de voltaje serán insuficientes en el futuro. Las proyecciones para Alemania sugieren un posible déficit de potencia reactiva de 38.1 a 74.3 GVar para 2035, principalmente debido a que la generación basada en inversores carece de las capacidades de potencia reactiva de los generadores sincrónicos. Soluciones como añadir inversores o utilizar dispositivos STATCOM pueden ayudar, pero requieren sobredimensionamiento y conllevan altos costos de inversión. Además, la integración de generadores basados en inversores reduce las corrientes de cortocircuito debido a limitaciones en los semiconductores. Durante eventos transitorios, estos generadores consumen potencia reactiva, lo que compromete aún más la estabilidad del voltaje. Un informe de 2021 de la TSO alemana Amprion destacó preocupaciones sobre la disminución del soporte de potencia reactiva en la red y el aumento de fluctuaciones rápidas de voltaje. Para mantener la estabilidad del voltaje, será necesaria una variedad de servicios auxiliares, abordando escalas de tiempo que van desde milisegundos hasta horas (Pant et al., 2024).

**6.6.3. Blackstart:** La capacidad de arranque en frío o Blackstart se refiere a la habilidad de iniciar la generación de electricidad sin depender de la red eléctrica externa. En Alemania, para ofrecer estos servicios, las plantas de energía deben estar conectadas a la red de transmisión (Deutsche Energie-Agentur, 2014). En la actualidad, son las plantas convencionales las que mayormente proporcionan esta capacidad, con un total de 174 plantas en Alemania que cumplen con un mínimo de 10 MW de potencia nominal.

En 2019, los operadores de sistemas de transmisión (TSO) alemanes contrataron 4.6 GW de capacidad para reservas de arranque en frío. Tradicionalmente, esta capacidad se ha adquirido a través de negociaciones bilaterales y contratos con plantas convencionales, como las de almacenamiento por bombeo, de gas natural y, ocasionalmente, de carbón. Los servicios de arranque en frío se compensan principalmente por su disponibilidad, lo que les permite recuperar inversiones, costos operativos y gastos de mantenimiento. En algunos casos, los TSO también pueden ofrecer compensaciones para mantener las unidades operativas en lugar de apagarlas (Pant et al., 2024).

Los TSO pueden exigir a los operadores de almacenamiento que mantengan la capacidad de arranque en frío de sus plantas, recibiendo compensación por ello. Un informe de la Agencia de Energía de Alemania (DENA) sugiere reforzar las plantas con esta capacidad y crear un mercado de servicios auxiliares para su adquisición. Este mercado también podría permitir la participación de instalaciones de almacenamiento con baterías a gran escala (Deutsche Energie-Agentur, 2014).

**6.6.4. Reservas de la red:** En Alemania, la regulación sobre plantas de energía de reserva, conocida como "Netzreserveverordnung", requiere que los operadores de sistemas de transmisión realicen un análisis anual para evaluar las capacidades de generación garantizadas necesarias para la demanda futura. Este análisis determina la demanda total de reserva esencial para asegurar un suministro eléctrico seguro y confiable (Netztransparenz, 2024). Para el período invernal de 2024/2025, la autoridad reguladora nacional alemana (Bundesnetzagentur) ha identificado una necesidad adicional de 1,367 MW de capacidad de generación. Los operadores deben completar los documentos especificados y enviarlos al operador de sistema de transmisión correspondiente, que varía según su ubicación. La capacidad total de reserva de red a adquirir puede variar debido a factores como la congestión de la red y las condiciones políticas. Además, cualquier contrato resultante dependerá de la aprobación de la Bundesnetzagentur, especialmente en lo que respecta a la selección de los operadores de planta y las obligaciones financieras asociadas.

La reserva de capacidad, establecida bajo la Ley de Industria Energética, tiene como objetivo mantener el equilibrio del sistema durante períodos de escasez en el mercado eléctrico. Esta reserva, que totaliza 2 GW, puede incluir plantas de generación, instalaciones de almacenamiento y cargas controlables. Es crucial para asegurar la seguridad del suministro cuando hay energía insuficiente para satisfacer la demanda, especialmente en circunstancias excepcionales. Las plantas dentro de esta reserva también pueden apoyar la estabilidad de la red, especialmente en áreas propensas a la congestión.

Además, se realizan pruebas de arranque regulares de las plantas de energía de reserva para garantizar la preparación operativa para las medidas de seguridad del sistema. Si estas pruebas se cancelan, la capacidad energética se restablece a cero. TransnetBW GmbH también es responsable de activar la energía de reserva desde el extranjero cuando sea necesario, lo que puede afectar las capacidades de transmisión transfronteriza, particularmente en la frontera Alemania-Suiza.

En resumen, los esfuerzos combinados del marco regulador alemán y el sistema de reserva de capacidad están diseñados para garantizar un suministro eléctrico confiable y equilibrado, al tiempo que abordan los desafíos del mercado (Transnetbw, 2024).

## 6.7. Conclusiones del capítulo

A lo largo de este capítulo se hizo una revisión detallada de los servicios complementarios en los mercados eléctricos de España, Australia, PJM, Chile y Alemania, escogidos por cercanía geográfica a nuestro país o por semejanza en matriz de generación y/o iniciativas de transición energética, dónde se pudo evidenciar que alguno de ellos cuentan con mecanismos de funcionamiento similares

a la regulación primaria, secundaria o AGC e incluso el control de tensión y otros mercados tienen mecanismos mucho más avanzados en cuanto al control de frecuencia y el arranque rápido como respuesta a la penetración de fuentes de energía renovable eólica y solar. A continuación, se presenta un cuadro resumen y comparativo de los servicios complementarios existentes en los países mencionados en este capítulo.

Tabla 5. Cuadro comparativo resumen servicios complementarios por mercado eléctrico

Elaboración Propia

Mercado	Tipo de Servicio	Funcionamiento	Costos y compensación
España	<b>Gestión de Restricciones Técnicas</b>	Soluciona limitaciones en la red. Modifica el programa de generadores para aliviar restricciones técnicas.	Costos asumidos por el sistema y pagados por la demanda.
	<b>Regulación Secundaria</b>	Mantiene el equilibrio entre generación y demanda. Actúa en 20 segundos durante 15 minutos.	Costo pagado por la demanda. Generadores habilitados reciben compensación.
	<b>Regulación Terciaria</b>	Corrige desviaciones y restablece la regulación secundaria. Actúa en 15 minutos con capacidad de 2 horas.	Generadores hacen ofertas, liquidados al precio marginal.
	<b>Gestión de Desvíos</b>	Resuelve desbalances entre generación y demanda antes del despacho. Se activa si desvíos > 300 MW.	Sobrecostos asumidos por los agentes que generen desvíos.
Australia	<b>Control de Frecuencia (FCAS)</b>	<b>Regulación:</b> Mantiene el equilibrio entre generación y demanda. Se divide en: <b>Regulación para subir:</b> Compensa caídas en frecuencia. <b>Regulación para bajar:</b> Compensa subidas en frecuencia.	Costos cubiertos por generadores (para regulación) y consumidores (para contingencia), basado en el principio "Causante Paga".
		<b>Contingencia:</b> Se activa ante eventos significativos que suban o bajen la frecuencia. Incluye ocho tipos de respuestas o servicios: <b>Muy rápida hacia arriba:</b> Actúa en 1 segundo. <b>Muy rápida hacia abajo:</b> Actúa en 1 segundo. <b>Rápida hacia arriba:</b> Actúa en 6 segundos. <b>Rápida hacia abajo:</b> Actúa en 6 segundos. <b>Lenta hacia arriba:</b> Actúa en 60 segundos. <b>Lenta hacia abajo:</b> Actúa en 60 segundos. <b>Muy lenta hacia arriba:</b> Actúa en 5 minutos. <b>Muy lenta hacia abajo:</b> Actúa en 5 minutos.	
	<b>Servicios de Control y Soporte de Red (NSCAS)</b>	<b>Estabilidad Transitoria y Oscilatoria (TOSAS):</b> Maneja perturbaciones severas, aumentando la inercia o ajustando la carga. <b>Control de Voltaje (VCAS):</b> Regula la tensión. <b>Control de Carga:</b> Mantiene flujos de energía entre interconexiones.	Costos asumidos totalmente por clientes del mercado.

Propuesta de un mercado de servicios complementarios en Colombia para facilitar la integración de fuentes de energías renovables a gran escala

	<b>Servicios de Restauración del Sistema (SRAS)</b>	Necesarios para restablecer el suministro eléctrico tras un apagón. Proporcionados por generadores capaces de arrancar sin energía externa.	Costos compartidos 50% entre consumidores y generadores, incluyendo disponibilidad y pruebas.
<b>PJM</b>	<b>Regulación</b>	Controlar desajustes entre demanda y generación para mantener la frecuencia de 60 Hz. Se utilizan señales de control (RegA y RegD) dependiendo del tipo de rampa lenta o rápida, que actúan en menos de 5 minutos.	Costos basados en capacidad, desempeño, y costos de oportunidad. Los recursos son compensados según su rendimiento y capacidad ofrecida.
	<b>Reservas</b>	Energía disponible para responder rápidamente ante pérdidas inesperada de generación, se clasifica en 4 submercados: <b>Reserva Operativa:</b> Actúa en 30 minutos. <b>Reserva Primaria:</b> Actúa en 10 minutos. <b>Reserva Sincronizada:</b> Energía conectada a la red, lista para ser utilizada en 10 minutos. <b>Reserva de Arranque Rápido:</b> Energía no sincronizada disponible en 10 minutos. <b>Reserva Suplementaria:</b> Energía disponible en 10 a 30 minutos, entre generadores conectados y cargas específicas.	Recuperados de los participantes según los factores de "Causante Paga".
<b>Chile</b>	<b>Control de Frecuencia (FCAS)</b>	Mecanismos necesarios para corregir los desequilibrios que se presenten entre la generación y la demanda en tiempo real y mantener frecuencia en rangos regulatorios, se clasifican en 5:	Remuneración por disponibilidad (reserva) y activación (inyección de energía), basado en subasta o licitación.
		<b>Control Rápido de Frecuencia (CRF):</b> Actúa automáticamente en 1 segundo. <b>Control Primario de Frecuencia (CPF):</b> Actúa automáticamente en 10 segundos. <b>Control Secundario de Frecuencia (CSF):</b> Actúa centralizada y automática en 5 minutos. <b>Control Terciario de Frecuencia (CTF):</b> Activa reservas que actúan en 15 minutos. <b>Cargas Interrumpibles (CI):</b> Desconexión de carga desde el coordinador, actúa en 30 minutos.	
	<b>Control de Tensión</b>	Mantiene la tensión de operación dentro de bandas predeterminadas mediante unidades generadoras y compensadores.	Costos de inversión, operación y mantenimiento, valorados según la adjudicación en subasta o licitación.
	<b>Control de Contingencias</b>	Incluye desconexión de carga y generación para mantener la seguridad. También considera planes de defensa.	Remuneración basada en activación, componentes de inversión y operación según definiciones del Coordinador.
	<b>Servicios de Plan de Recuperación</b>	Permiten restablecer el suministro eléctrico tras un apagón. Incluye Partida Autónoma, Aislamiento Rápido y Equipos de Vinculación.	Remuneración por inversión, operación y mantenimiento, sistemáticas y según requisitos del Coordinador.
<b>Alemania</b>	<b>Control de Reservas</b>	Mantiene la frecuencia de la red en 50 Hz. Incluye: <b>FCR:</b> Activa en 30 segundos para compensar caídas de frecuencia. <b>aFRR:</b> Activa en 5 minutos, automatizada, para soportar FCR.	Los costos varían según el tipo de reserva y se establecen en un mercado de licitación. Remuneración por capacidad y activación. Remuneración por activación, con precios variables según la oferta.

Propuesta de un mercado de servicios complementarios en Colombia para facilitar la integración de fuentes de energías renovables a gran escala

		<b>mFRR:</b> Activa en 12.5 minutos, manual, para desequilibrios mayores.	
	<b>Control de Potencia Reactiva</b>	Asegura estabilidad de voltaje. Negociaciones bilaterales para adquisición.	Costos no estandarizados determinados de acuerdo a contratos bilaterales privados.
	<b>Blackstart</b>	Capacidad de iniciar generación sin conexión externa. Negociaciones bilaterales.	Costos no estandarizados, compensación por disponibilidad, recuperación de costos operativos y mantenimiento.
	<b>Reservas de la Red</b>	Capacidad de generación para asegurar suministro en situaciones de escasez.	Contratos cuyos Costos variables según la congestión y las condiciones del mercado.

Con base en la información anteriormente desarrollada, en el capítulo siguiente se realizará una propuesta de mecanismo de servicio complementario para Colombia que responda en el mediano y largo plazo a la generación a gran escala de fuentes no convencionales de energía solar y eólica.

## 7. Determinación de propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario de energía en Colombia

### 7.1. Introducción al capítulo

El capítulo anterior, se hizo un desarrollo de los servicios complementarios de 5 diferentes mercados eléctricos en el mundo, específicamente, de España, Australia, PJM, Chile y Alemania. Cada uno con unos mecanismos de servicios complementarios particulares, algunos con mercados más especializados que otro, específicamente en lo que tiene que ver con control de frecuencia. Al igual que en Colombia, el común denominador de estos mercados es responder a uno de los objetivos más importantes en cada una de sus transiciones energéticas la cual es tener una matriz generación con alta penetración de fuentes energías renovables, garantizando en todo momento el suministro de energía de una manera segura, confiable y económica. Este capítulo entonces busca desarrollar una propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario de control de frecuencia para Colombia, como complemento o mejora a los mecanismos actuales vigentes; regulación primaria, secundaria o AGC (única establecida como mercado) y terciaria. Así pues, previo a la formulación de dicha propuesta se iniciará dando un contexto actual y operativo del sistema haciéndose énfasis en las fuentes renovables eólica y solar en el país para la generación de energía eléctrica, e identificando los requerimientos técnicos y de mercado para la formulación de la propuesta.

### 7.2. Requerimientos Técnicos y de mercado

En el año 2023 entraron en operación 25 nuevos proyectos solares, completando una capacidad de generación de 208 megavatios MW, lo que representa un incremento del 70% respecto a la capacidad instalada en años anteriores, así pues, para finales de ese año la generación basada en fuentes no convencionales de energía conectadas al sistema interconectado nacional alcanzó un total de 505 MW(SER Colombia, 2024).

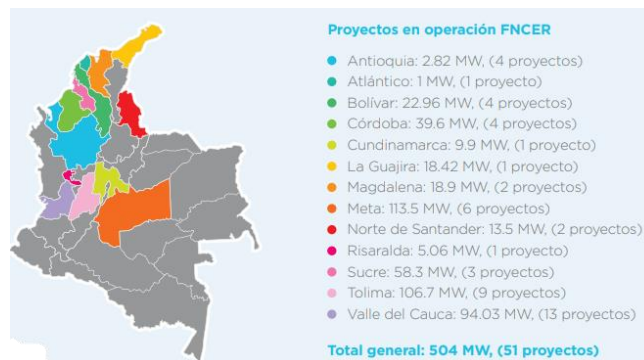


Figura 12. Proyectos de generación de Energía no convencional renovable en Colombia a corte 2023

Tomado de (SER Colombia, 2024)

Asimismo, y de acuerdo por lo reportado por XM, el operador del sistema y del mercado eléctrico colombiano, en el primer semestre del año 2024 entraron a operar en el sistema 32 proyectos de generación eléctrica con una capacidad total de 825 MW, de los cuales 29 son solares y 3 térmicos, completando una capacidad efectiva neta de 13220 MW (63,7%) de generación hidráulica, 6274 (30,2%) de generación térmica y 1273 (6,1%) de generación solar. Se destaca para este semestre la entrada en operación comercial de las plantas solares de Portón del Sol con 102 MW, La Unión de 100 MW y La Loma con 150 MW. Paralelo a este contexto y para este mismo periodo de tiempo se tenían 12 proyectos de generación en estado de pruebas iniciales y aportando energía al sistema eléctrico colombiano, en su mayoría proyectos solares, con capacidad efectiva total y adicional de 514,7 MW (XM, 2024a).

Tabla 6. Proyectos vigentes y matriculados de generación en Colombia

Tomado de (UPME, 2024b)

RANGO	BIOMASA	EÓLICO	GEOTÉRMICO	HIDRAÚLICO	SOLAR	TOTAL
0-1 MW				1	3	4
1-10 MW	3	2	1	22	106	134
10-20 MW				9	29	38
20-50 MW		4		2	12	18
50-100 MW		6		5	31	42
Mayor a 100 MW		9		2	24	35
TOTAL	3	21	1	41	205	271

Adicionalmente, en Julio de 2024 la Unidad de Planeación Minero Energética UPME publicó su último reporte de proyectos de generación vigentes y matriculados, con un total 271; siendo la mayor cantidad de tipo solar 205, 41 de tipo hídrico, 21 de tipo eólico con 5 costa afuera y 16 costa adentro, 1 proyecto geotérmico, y 3 de biomasa (Ver Tabla 6) (UPME, 2024b).

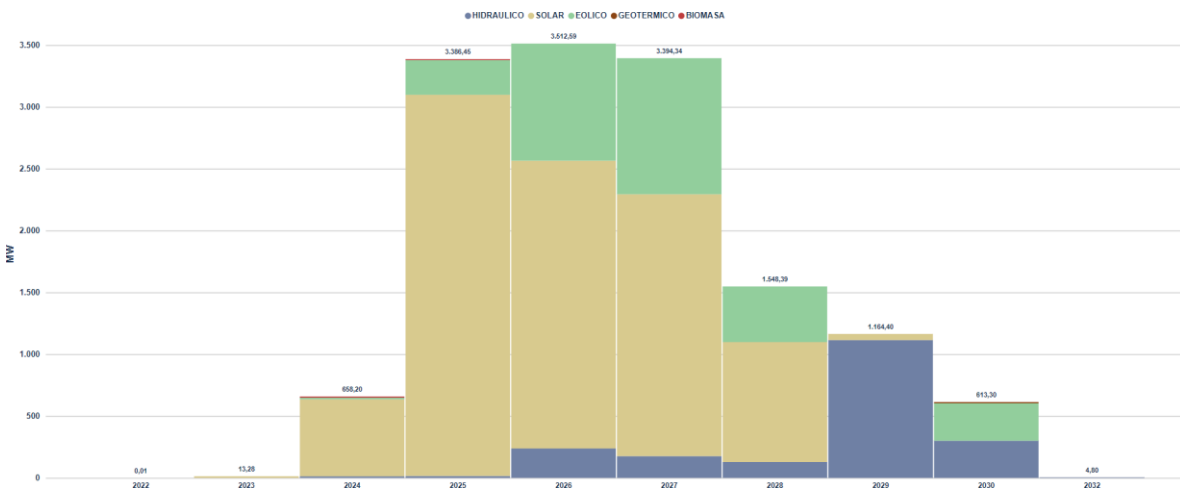


Figura 13. Proyección entrada de proyectos matriculados de generación FNCER en Colombia de 2023 a 2030

Tomado de (UPME, 2024a)

En particular, los proyectos solares que se mencionan en este informe están diversificados en diferentes rangos de potencia de acuerdo con la Tabla 6, resaltándose la vigencia de 24 proyectos

que tendrán una capacidad efectiva de más de 100 MW, y de 106 de entre 1 y 10 MW (UPME, 2024b). Lo cual quiere decir y tal como lo presenta la UPME en su Dashboard o panel interactivo de registros de proyectos de generación, se tienen aproximadamente 9148 MW en capacidad de efectiva neta de proyectos solares y 3092 MW eólicos vigentes que estarían entrando en operación comercial al sistema entre el 2024 y el 2030, tal como se evidencia en la Figura 13 (UPME, 2024a).

Ahora bien, desde el punto de vista operativo y con la información más reciente tomada de los datos históricos del portal SINERGOX de XM, se realizó una revisión horaria de la demanda y la generación en el país para un día ordinario, miércoles 18 de septiembre de 2024 (Ver Figura 14), de lo cual se puede resaltar la curva de la demanda nacional en sus 3 puntos más importantes: La amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo esta última donde se da el mayor consumo de energía en el país (XM, 2024b). Se observa además que existe una variación horaria entre la generación programada por despacho/redespacho y la generación real. Estas diferencias obedecen no sólo a errores en los pronósticos de demanda sino además a la variabilidad en tiempo real de la generación, principalmente filo de agua, solar y eólica, que como ya se mencionó, puede ser susceptible de desvíos no sólo por su naturaleza variable, sino también porque parte de ella se encuentra en pruebas iniciales para su puesta en operación comercial en el Sistema Interconectado Nacional (XM, 2024e).

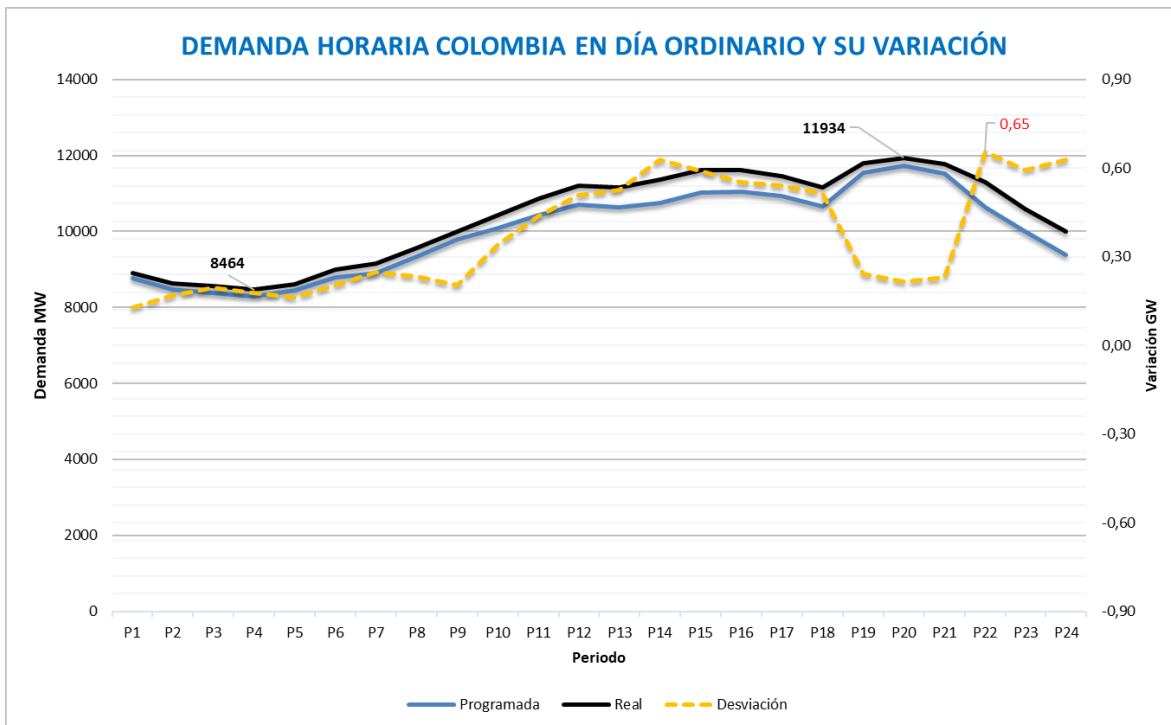


Figura 14. Revisión Demanda nacional programada vs real para día ordinario septiembre de 2024

Elaboración propia a partir de datos de (XM, 2024e)

En la Figura 14 también muestra otra realidad y es que en tiempo real, el Centro Nacional de despacho de XM, operador del sistema, debe gestionar variaciones de demanda que están por

encima de los 600 MW durante un periodo u hora, para este día en cuestión, corresponde al periodo 22 (entre 21:00 y 21:59) que precisamente pertenece a la punta 2 de la demanda nacional, lo cual ocasiona que para poder suplir esta demanda sea necesario invocar recursos no programados mediante autorizaciones por parte del centro de control para subir generación (XM, 2024c). Por otro lado, el sistema durante los periodos de punta es mucho más sensible ante cualquier evento de pérdida de generación o demanda en los que, dependiendo de la magnitud, la regulación primaria y secundaria pueden no ser suficientes para llevar rápidamente la frecuencia a rangos normales de operación segura. E incluso esta situación puede agravarse si la regulación terciaria está en manos de generadores cuya respuesta no es la más rápida.

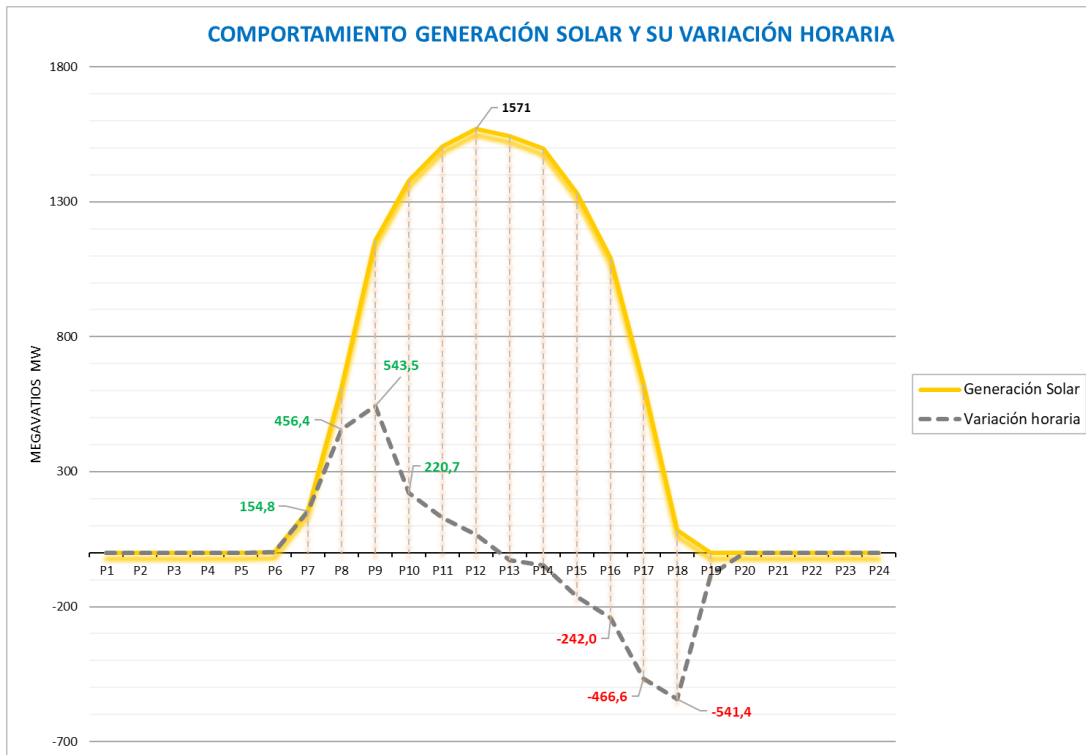


Figura 15. Generación solar Colombia y su desviación para día ordinario septiembre de 2024

Elaboración propia a partir de datos de (XM, 2024e)

Otra situación que se ha evidenciado es la gestión operativa que debe hacer el centro de control para poder responder a las variaciones de la generación solar tanto en operación comercial como en pruebas que inyectan también potencia al SIN. La gráfica 7-4 muestra la generación solar del mismo día escogido para la gráfica de la demanda mostrada en la Figura 15, durante los 24 periodos del día, así como también la variación en megavatios entre periodos. De esta gráfica se puede resaltar que, para el día tomado como ejemplo, el operador del centro del control debió prepararse para gestionar un posible aumento de generación programado y progresivo de 154, 456 y 543 Megavatios para los periodos 7, 8, 9 10 para finalmente tener una generación total solar 1571 MW en el periodo 12 y en las horas de la tarde para unas rampas de disminución de esta generación de hasta 541 MW de un periodo a otro. Se resalta que no se tomó en cuenta la generación eólica para

la realización de la gráfica de la Figura 15, debido a que de acuerdo con lo publicado por las fuentes de datos mencionadas de la UPME y XM, la participación de este tipo de fuentes en el país es y se proyecta seguir siendo baja comparada con la solar (XM, 2024e).

En la práctica y por su naturaleza, la inyección de potencia de este tipo de fuentes no convencionales de energía puede desviarse del pronóstico debido a factores climáticos poco predecibles y, por lo tanto, experimentar subidas o bajadas de la misma, por fuera de lo programado. Por lo anterior, nuevamente se hace necesario tener una reserva suficiente sincronizada y no sincronizada que permita no sólo garantizar el suministro de energía en todo momento sino también para dar una respuesta en frecuencia ante cualquier evento que se presente en el sistema.

Ahora bien, en cuanto al estado actual de la matriz de generación de nuestro país quien estaría llamado a responder en primer lugar ante eventos y déficit de generación, sería la generación hidráulica, sin embargo, no todas las plantas con las cuales cuenta nuestro país tienen la misma capacidad y tiempo de respuesta. Plantas como Chivor, Guavio, San Carlos, que son de gran capacidad, tienen velocidades de toma de carga por unidad de 46, 100 y 88 MW/min respectivamente. Otras plantas como Sogamoso y Miel son plantas hidráulicas que tienen restricciones y limitaciones para subir y bajar generación de un periodo a otro, con unas rampas limitadas por causas ambientales. Plantas como Porce 3, tienen un protocolo de entrada de las unidades que la conforman por lo cual se debe esperar el tiempo declarado por el agente una vez se da instrucción para sincronizar al sistema. Asimismo, algunas de estas plantas hidráulicas tienen mínimos fitosanitarios variables y declarados día a día, por lo cual deben mantener una generación mínima en línea en el sistema.

Por su parte las plantas térmicas, quienes aportan inercia y estabilidad al sistema, tienen diferentes restricciones técnicas como tiempo de arranque y calentamiento muy largos y rampas de bajadas y subida entre periodos establecidas dentro de sus parámetros técnicos (XM, 2024d). Por lo que, en todos los casos antes mencionados, no serían siempre la opción más rápida, y flexible para el sistema, obligando a entonces a invocar recursos más costosos cuya respuesta sea más inmediata.

Paralelo a lo anterior, y como se mencionó en el capítulo 5, el único mercado de servicio complementario establecido en el país es la regulación secundaria o AGC, que actualmente se maneja con una holgura simétrica para subir y bajar generación definida de acuerdo con lo definido por la resolución CREG 198 de 1997 (CREG, 1997), el acuerdo CNO 1428 de 2021 (CNO, 2021) y consecuentemente por lo definido por XM en su facultad de operador del sistema en el documento de “Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia” vigente (XM, 2024c). Sin embargo, lo que ocurre en tiempo es real, es que las desviaciones de la demanda son tan considerables respecto a lo programado, que terminan por consumir toda la reserva o regulación secundaria del AGC y se hace necesario restaurarla por medio de la regulación terciaria autorizando recursos en línea a subir generación y otros a sincronizar al sistema de acuerdo con sus parámetros técnicos.

Esto quiero decir que, para periodos donde la demanda es más alta, se requeriría tener mayor reserva hacia arriba, y en los periodos valle, mayor reserva hacia abajo. Gestionarlo de esta manera garantizaría una mejor optimización en la programación de la operación desde el horizonte del despacho, ya que la utilización de la regulación terciaria si bien se realiza por costos, dependiendo de los recursos disponibles, sus parámetros técnicos pueden generar operaciones mucho más costosas a fin de garantizar en todo momento el suministro de energía y la estabilidad del sistema.

Este mecanismo con el cual se maneja la regulación en Colombia también presenta otra oportunidad de mejora en cuanto a que como los recursos invocados para subir o bajar son habilitados por medio de una bandera de autorización impartida por el operador del sistema y se asigna por periodo, esta bandera los exonera automáticamente de pago de penalización por desviarse del programa de generación dado por el despacho o redespacho (XM, 2024c) y consecuentemente de la desviación sobre la instrucción operativa de subir o bajar generación para la regulación terciaria. Adicionalmente, si bien el operador pudiera retirar la autorización al detectar que no cumplió con la instrucción, la gestión es totalmente cualitativa. El panorama anteriormente mencionado se mitigaría introduciendo mecanismos de mercado de servicios complementarios de control de frecuencia tipo rampa o reservas como los que hoy día tienen Australia, Chile, PJM, España y Alemania que terminarían por darle un poco más de dinamismo y competencia al mercado eléctrico en general y una operación mucho más flexible y económica.

### 7.3. Propuesta de mecanismo de control de frecuencia

En concordancia con el apartado anterior, la propuesta de la que trata este documento corresponde a un mecanismo de mercado de servicio complementario de control de frecuencia que busca complementar a lo vigente hoy en el mercado eléctrico colombiano, es decir, regulación primaria, secundaria o AGC y terciaria, y la cual comprende las siguientes especificaciones:

**7.3.1. Regulación primaria:** Su funcionamiento se mantiene igual a lo descrito en el numeral 4 del capítulo 5, es decir sigue siendo de carácter obligatorio, todos los recursos deben estar en la capacidad de prestar el servicio de regulación primaria, con la diferencia que no sería equivalente al 3% de su generación horaria programada sino de su disponibilidad ofertada, esto con el fin de no tener desvíos en la generación de las plantas que buscan mantener la generación suficiente para prestar este servicio cuando el sistema lo requiera, aprovechando que se encuentran dentro de la ventana de no penalización por desviación por estar dentro del +/-5% de la generación programada, de acuerdo con lo establecido en CREG 025 de 1995 y CREG 060 de 2020 o aquellas que la modifiquen o sustituyan (CREG, 1995) (CREG, 2019). Asimismo, se mantiene el ser sujetos de un pago por medio del concepto de reconciliación cuando su desempeño resulte en el incumplimiento de este servicio.

**7.3.2. Regulación secundaria o AGC:** Al igual que la regulación primaria, mantiene su funcionamiento siendo un servicio y un mercado de acuerdo con lo descrito en el literal 5 del capítulo 5, obligatorio, centralizado y automático compuesto por una reserva

Rodante de plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento y sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos y de esta manera poder restaurar la regulación primaria. Se mantienen los mismos requisitos técnicos dónde solo este servicio puede ser prestado por plantas habilitadas por el operador del sistema. No obstante, este servicio debe considerar tener holguras asimétricas, que corresponden a:

**7.3.2.1. Holgura o regulación para subfrecuencia:** Holgura requerida para subir generación mediante las plantas asignadas a realizar control automático de generación para regulación secundaria.

**7.3.2.2. Holgura o regulación para sobrefrecuencia:** Holgura requerida para bajar generación mediante las plantas asignadas a realizar control automático de generación para regulación secundaria.

Se resalta que la remuneración del servicio se mantiene bajo las mismas condiciones actuales y la cantidad de holgura horaria para regulación de subfrecuencia y sobrefrecuencia, deberá ser determinada por el CND, de acuerdo con el comportamiento de la demanda en cada periodo, descrito e identificado en el numeral anterior de requerimientos técnicos y de mercado.

**7.3.3. Mercado de reserva para la regulación terciaria:** La regulación terciaria por su parte se conformará como un mercado dónde tanto generadores como cargas podrán participar en sus diferentes submercados dependiendo de su tiempo de activación, de si se encuentran o no sincronizados al sistema, del precio y de qué tanto desvío proyecte el operador del sistema que tenga que gestionar a fin de poder garantizar el suministro de energía y la seguridad de este. Se tienen 6 mecanismos disponibles, dónde el primero estará activo si los desvíos proyectados respecto al programa de despacho son menores a 300 MW, y los restantes 5 para desvíos mayores a esta cantidad, los cuales son presentados a continuación:

**7.3.3.1. Reserva operativa:** Mecanismo que comprende la cantidad de energía requerida y disponible para el sistema que será activada cuando el operador del sistema detecte desvíos horarios de hasta 300 MW, respecto al programa inicial de despacho y por criterios de seguridad del sistema. Mantiene el mismo funcionamiento de la regulación terciaria actual en Colombia, donde todos los generadores participan estén sincronizados o no al sistema, siguiendo un orden de mérito a excepción de que exista una razón de seguridad. Su activación se realiza por medio de autorizaciones y su remuneración de acuerdo con lo descrito en el capítulo 5, numeral 5.6.

**7.3.3.2. Reserva Gestión de desvíos:** Corresponde al mecanismo de regulación terciaria de frecuencia conformado por los siguientes 5 submercados que se activarán si el operador del sistema determina desvíos horarios mayores a 300 MW:

- 7.3.3.2.1. Reserva rápida sincronizada:** Cantidad de energía que puede recibir el sistema con un tiempo de activación de entre 5 y 15 minutos por parte de generadores sincronizados y cargas, a fin de apoyar y/o restaurar la regulación secundaria de frecuencia. Esta reserva puede requerirse para subir y para bajar generación en cantidades asimétricas.
- 7.3.3.2.2. Reserva rápida no sincronizada:** Cantidad de energía disponible para inyectar al sistema con un tiempo de activación de entre 5 y 15 minutos por parte de generadores no sincronizados y cargas, a fin de apoyar y/o restaurar la regulación secundaria de frecuencia.
- 7.3.3.2.3. Reserva lenta sincronizada:** Cantidad de energía que puede recibir el sistema con un tiempo de activación mayor a 15 minutos y menor a 60 minutos, por parte de generadores sincronizados y cargas, a fin de apoyar y/o restaurar la regulación secundaria de frecuencia. Esta reserva puede requerirse para subir y para bajar generación en cantidades asimétricas.
- 7.3.3.2.4. Reserva lenta no sincronizada:** Cantidad de energía disponible para subir generación con un tiempo de activación mayor a 15 minutos y menor a 60 minutos por parte de generadores no sincronizados y cargas, a fin de apoyar y/o restaurar la regulación secundaria de frecuencia.
- 7.3.3.2.5. Reserva suplementaria:** Reserva disponible para subir generación con un tiempo de activación mayor a 60 minutos por parte de generadores no sincronizados y cargas.

Una vez el operador del sistema activa los mecanismos de gestión de desvíos, hará un nuevo despacho económico considerando las ofertas presentadas por los agentes en los 5 submercados en orden de mérito y considerando el horizonte de optimización hasta el 23:59 del día de operación o también llamado periodo 24, obteniéndose un precio marginal de reserva de gestión de desvíos. Lo anterior, dinamizará mucho más el mercado eléctrico en general ya que, por ejemplo, habilitará la participación de recursos térmicos en estos submercados, que, si bien sus tiempos de respuestas no son los más rápidos, se convierten relevantes en temporadas de baja hidrología y/u horizontes de optimización más largos.

Finalmente, una vez determinados los generadores asignados para la prestación de estos servicios de gestión de desvíos y posterior operación, serán remunerados mediante la metodología del causante paga. Esto quiere decir, que el recaudo por concepto de activación de estos submercados provendrá de aquellos actores del mercado que hayan causado el desvío hacia arriba o hacia abajo. Adicionalmente a eso, la remuneración estará sujeta a una penalización por cobro de desviaciones de acuerdo con lo establecido en las regulaciones CREG 025 de 1995 y CREG 060 de 2020 o aquellas que la modifiquen o sustituyan (CREG, 1995) (CREG, 2019), en caso de que se detecte que el generador haya presentado desvíos en su programa de

generación o periodos asignados, serán sujetos a pagos por desviación teniendo en cuenta los siguientes casos:

- Si el recurso participa en el despacho/redespacho y en el mercado de reserva de gestión de desvíos y presenta desvíos mayores al 3% de su generación programada, será sujeto a pago de desviación de acuerdo en lo establecido en las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 060 de 2020 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- Si el recurso participa únicamente en el mercado de reserva de gestión de desvíos y presenta desvíos mayores al 5% de su generación, será sujeto a pago de desviación de acuerdo en lo establecido a lo establecido en las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 060 de 2020 o aquellas que la modifiquen o sustituyan (CREG, 1995) (CREG, 2019).

Ahora bien, es importante mencionar que esta propuesta de mecanismo de mercado de frecuencia tendría las siguientes necesidades o requerimientos.

- Implementación de despacho/redespacho intradiario que habilitaría la gestión de desvíos a través los mecanismos de mercado de reservas para regulación terciaria especificados en esta propuesta.
- Mejorar los pronósticos de demanda y la proyección de desvíos.
- Mejorar los pronósticos de las fuentes de generación renovable eólico y solar e implementar herramientas de tiempo real que permitan tener predicciones más cercanas a lo que sería la operación de tiempo real.
- Actualizar información de respuesta en frecuencia, toma de velocidad de carga de los generadores del sistema a partir de la gestión por directrices regulatorias y logística por parte del operador del sistema.
- Priorizar los estudios y entrada a gran escala de fuentes de almacenamiento a gran escala a baterías, para ser participe en la regulación de frecuencia y específicamente en el mercado de servicio complementario propuesto.

#### **7.4. Conclusiones del capítulo**

En este capítulo 7 se desarrolló una propuesta de mercado de mercado de servicio complementario de control de frecuencia para hacer frente en corto, mediano y largo plazo a la penetración a gran escala de fuentes no convencionales de energía de renovable de tipo solar y eólico, haciendo una descripción de requerimientos técnicos y de mercado con base en las herramientas con las que hoy cuenta el mercado eléctrico colombiano para regular frecuencia y el comportamiento de las fuentes solares y eólica, en la actualidad y hacia 2030.

El mercado propuesto hace una reestructuración específica de la regulación terciaria creando 6 submercados que responderá a la gestión de desvíos que el operador del sistema proyecte sea necesaria cubrir respectó a lo que inicialmente se programó en los horizontes de despacho y/o redespacho. El mecanismo además permite la participación todos los tipos de tecnologías existentes

en el país e incluso la participación de las cargas, al ser resultado de una asignación por optimización y orden de mérito, tal como se describió en el numeral anterior, esta propuesta también busca que la gestión de la regulación terciaria en el país no sea solamente óptima y segura, sino que realmente apoye a la regulación primaria y secundaria, sin generar desvíos adicionales, por lo que se propone que el pago de la misma sea bajo la metodología “causante paga” utilizada en algunos mercados internacionales revisados en el capítulo 6 y que además quienes sean asignados a prestar el servicio en los diferentes submercados sean penalizados en caso de tener desviaciones en la reserva asignado de acuerdo con una métrica o porcentajes descritos en el numeral 7.3. Asimismo, este capítulo hace unas sugerencias puntuales en cuanto a mejoras en el funcionamiento actual de la regulación primaria y secundaria basado nuevamente en los requerimientos técnicos identificados en el numeral 7.2. La Figura 16 muestra la estructuración de la propuesta a modo de mapa jerárquico.

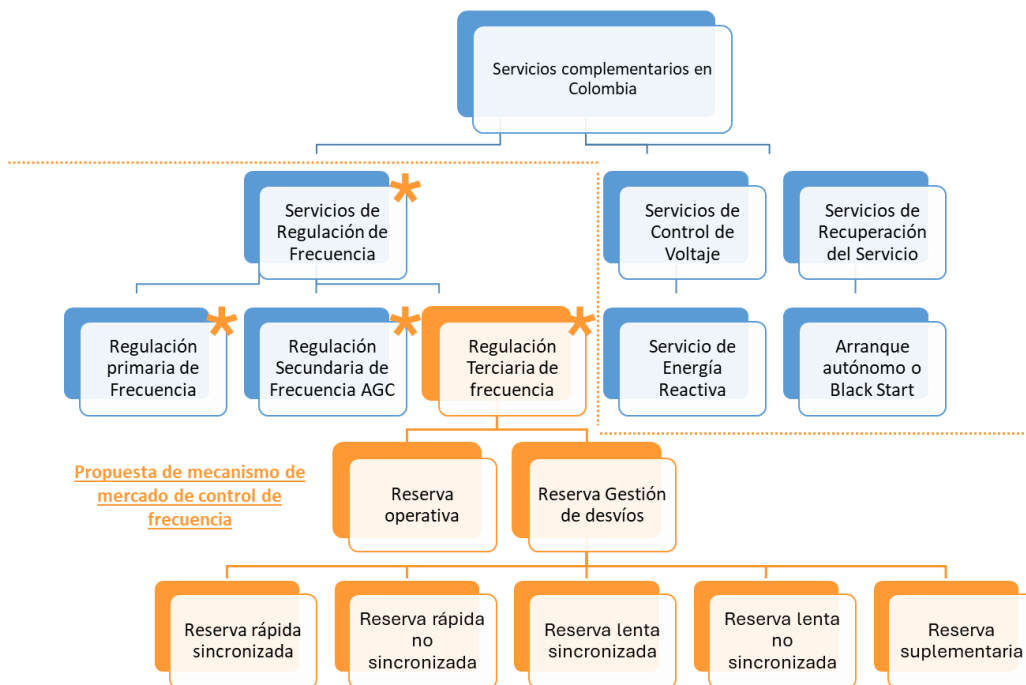


Figura 16. Propuesta de mecanismo de mercado de servicio complementario de control de frecuencia para mercado eléctrico colombiano

Elaboración propia.

## 8. Conclusiones y trabajos futuros

### 8.1. Conclusiones generales del Trabajo Final

De este trabajo final se concluye en primer lugar que en Colombia algunos de los servicios complementarios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) no son obligatorios ni remunerados, mientras que otros, como el AGC, han evolucionado para convertirse en mercados establecidos. A lo largo del tiempo, se ha identificado la necesidad de mejorar y adaptar estos servicios, especialmente considerando las metas ambiciosas de transición energética del país, que incluyen una alta penetración de generación a partir de fuentes renovables entre 2030 y 2050.

Esta transición exige una revisión profunda tanto del mercado eléctrico colombiano como de la operación del SIN, así como también de la experiencia internacional donde ya existen mercados que han implementados mecanismos de servicios complementarios nuevos para hacer frente a la variabilidad de las fuentes no convencionales de tipo renovable eólica y solar.

De la revisión de los servicios complementarios presentes en los mercados eléctricos de España, Australia, PJM, Chile y Alemania, seleccionados debido a su cercanía geográfica con Colombia o por compartir características relevantes en cuanto a su matriz de generación y/o iniciativas de transición energética, se identificó la necesidad de implementar mecanismos cada vez más especializados para hacer frente a la creciente penetración de fuentes de energía renovable, como la eólica y solar. De manera general, se observó que mientras algunos de estos mercados presentan mecanismos similares a los existentes en Colombia, otros han avanzado significativamente en términos de flexibilidad y rapidez de respuesta ante la variabilidad de las energías renovables, implementando mercados de rampas rápidas, mercados de reserva y participación de baterías y de cargas.

En 2023 y 2024, Colombia ha logrado un importante aumento en su capacidad de generación de energía renovable, especialmente solar, con la incorporación de numerosos proyectos, que continuarán en crecimiento hasta 2030. No obstante, la integración de fuentes solares y eólicas, que son variables por naturaleza, plantea desafíos operativos, como la necesidad de gestionar fluctuaciones en la generación y la demanda. Aunque la generación hidráulica sigue siendo la principal fuente para estabilizar el sistema, la respuesta de las plantas puede ser limitada por restricciones técnicas y ambientales. Además, el sistema de regulación en Colombia, especialmente la regulación secundaria y terciaria, presenta oportunidades de mejora para aumentar la flexibilidad y eficiencia en el control de frecuencia para la operación normal y ante eventos.

Así pues, la propuesta de mecanismo de mercado de control de frecuencia presentada en este trabajo contribuye a la mejora de la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano, promoviendo la eficiencia operativa, la participación de todos los actores del mercado y el uso racional de los recursos energéticos disponibles. Este modelo no solo complementa las regulaciones existentes, sino que también incorpora lecciones aprendidas de otros mercados internacionales,

adaptándolas a las particularidades del contexto colombiano, contribuyendo a una operación más segura, confiable, flexible, económica y acorde a las exigencias de la transición energética del país.

## 8.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

### 8.2.1. Objetivo específico 1

**“Identificar el estado actual de los servicios complementarios en Colombia.”.**

El primer objetivo específico del que trata este trabajo final se cumple en el capítulo 5, en el cual se desarrolló el estado actual de los servicios complementarios en el país; regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria, servicio control de voltaje y de recuperación del servicio. Se identificó la forma en cómo se remuneran, aspectos regulatorios y de mercado, que para el caso colombiano solo lo tiene el AGC.

Adicionalmente, se incluyeron los nuevos servicios complementarios incluidos para plantas solares fotovoltaicas y eólicas, y se concluye haciendo una revisión de las iniciativas que el gobierno y de los diferentes actores del sector eléctrico que han estado trabajando en temas de transición energética, haciendo énfasis en el análisis de nuevos servicios complementarios para hacer frente a las necesidades producto de la penetración a gran escala de fuentes no convencionales de energía renovable.

### 8.2.2. Objetivo específico 2

**“Identificar el estado actual de los servicios complementarios en algunos mercados eléctricos a nivel mundial.”.**

El objetivo específico 3 se cumple en el capítulo 6, en el cual se hace una revisión detallada de los servicios complementarios de 5 mercados eléctricos en el mundo: España, Australia, PJM, Chile y Alemania. Para cada uno de ellos se describe cómo está compuesta su matriz de generación, iniciativas de transición energética hacia fuentes no convencionales de energía, sus servicios complementarios, funcionamiento como mercado en caso de que aplique, cobro y remuneración. El capítulo finaliza con un cuadro resumen y comparativo de los servicios complementarios de cada uno de estos mercados.

### 8.2.3. Objetivo específico 3

**“Determinar los requerimientos técnicos y de mercado para la implementación de nuevos servicios complementarios en cuanto a sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes de energía no convencional solar y eólica.”.**

El objetivo específico 3 se aborda en el capítulo 7, específicamente el numeral 7.2; Allí se realiza una revisión de requerimientos técnicos y de mercado, con énfasis en el contexto operativo actual del

sistema eléctrico, considerando la generación solar y eólica, el comportamiento de la demanda, así como la respuesta y oportunidades de mejora de los servicios complementarios de frecuencia con los que cuenta el país.

#### 8.2.4. Objetivo general

**“Proponer un mecanismo de mercado para un servicio complementarios de energía en Colombia que considere la transición energética del país hacia una alta penetración de generación eólica y fotovoltaica.”.**

La propuesta de un mecanismo de mercado para un servicio complementario de energía en Colombia se definió en el capítulo 7, en los numerales 7.3 y 7.4. Se estructuró una propuesta de mecanismo de mercado para el servicio complementario de control de frecuencia. Específicamente se propone un mercado de reserva de regulación terciaria de frecuencia compuesto por 6 submercados, que se activarán dependiendo de qué tanto desvío se haya proyectado y se tenga en la realidad debido a los cambios en generación provenientes principalmente de generadores solares y eólicos. Asimismo, se especifican los participantes de cada submercado, características, cobro, remuneración y condiciones adicionales para implementar el mercado. Se finaliza con un resumen del mecanismo propuesto en una gráfica conceptual donde se observan la propuesta y los cambios sobre los servicios complementarios actuales.

### 8.3. Trabajos Futuros

Como recomendación para trabajos futuros se tiene los siguiente:

- Revisión de la implementación de un mercado de servicios complementarios de control de voltaje y de servicios de recuperación del sistema.
- Revisión de servicios complementarios que incluyan y viabilicen la implementación y puesta en servicio de fuentes de almacenamiento a gran escala, incluyendo baterías.

## Referencias

- AEMC. (2024). *Faster frequency response to support the future security of the power system*.
- AEMO. (2023a). *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market Title: Group Manager-Operational Support Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*.
- AEMO. (2023b). *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market Title: Group Manager-Operational Support Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*. [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/ancillary\\_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf)
- AEQ. (2024). *Mercado eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular*. <https://www.aeqenergia.com/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular>
- Arboleda. (2020). Control secundario de frecuencia con participación de fuentes no convencionales de energía renovable en un sistema eléctrico de potencia. *Universidad Nacional de Colombia*.
- Australian Government. (2024). *Australian electricity generation - fuel mix*.
- Australian Government Department of Climate Change, E. the E. and W. (2023). *Australian Energy Update 2023\_0*. [https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Update%2023\\_0.pdf](https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Update%2023_0.pdf)
- Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). *Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada*.
- Brooks, A., & Lesieutre, B. (2019). *A review of frequency regulation markets in three U.S. ISO RTOs*.
- Bundesnetzagentur. (2024). *Generation from renewables*.
- Carvajal, S. X., Arango, S., & Larsen, E. R. (2013). Evaluation of a payments proposal for blackstart services in the Colombian electricity system: A system dynamics approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53(1), 382–389. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.006>
- CNO. (2021). *Acuerdo CNO 1428*.

Comisión Nacional de Energía. (2020). *Resolución Exenta CNE N°442 Informe Definición SSCC*.  
[https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442\\_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC\\_23-11-2020.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf)

Comisión Nacional de los mercados y la competencia. (2019a). *P.O. 7.2 Regulación Secundaria*.  
<https://www.cnmc.es/sites/default/files/P.O.%207.2%20Regulaci%C3%B3n%20secundaria.pdf>

Comisión Nacional de los mercados y la competencia. (2019b). *P.O. 7.3 Regulación terciaria*.  
<https://www.cnmc.es/sites/default/files/P.O.%207.3%20Regulaci%C3%B3n%20terciaria.pdf>

Coordinador eléctrico nacional. (2024a). *INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2024*.  
[https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/03/2024.03.07-Informe\\_SSCC\\_2024.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/03/2024.03.07-Informe_SSCC_2024.pdf)

Coordinador eléctrico nacional. (2024b). *REPORTE ENERGÉTICO*.  
[https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/CEN\\_Reporte\\_Energetico\\_SEN\\_Ago24.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/08/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Ago24.pdf)

CREG. (1995). Resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes. 1995.

CREG. (1997). *RESOLUCIÓN 198 DE 1997*.

CREG. (1999). *CREG 074 de 1999 “Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.”*

CREG. (2000). *CREG 064 de 2000 “Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.”*

CREG. (2001a). *CREG 023 de 2001 “Por la cual se modifican y adicionan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-025 de 1995, aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.”*

CREG. (2001b). *Resolución CREG 023*.

CREG. (2008). *CREG 097 de 2008 “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.”*

CREG. (2009a). *CREG 011 de 2009 “Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.”*

- CREG. (2009b). *Resolución CREG 076 de 2009 “Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.”*
- CREG. (2012). *ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN (AGC).*
- CREG. (2016). *CREG 027 de 2016 “Por la cual se modifica el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000 y se define procedimiento transitorio para la asignación de la reserva de regulación.”*
- CREG. (2017). *Requisitos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC.*
- CREG. (2019). *Resolución CREG 060 de 2019 “Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones”.*
- CREG. (2021). *CREG 148 de 2021 “Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se dictan otras disposiciones.”*
- CREG. (2022). *CREG 101 011 de 2022 “Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, y se dictan otras disposiciones.”*
- Departamento Nacional de Planeación. (2018). *Documento CONPES 3934 POLÍTICA DE CRECIMIENTO VERDE.*
- Deutsche Energie-Agentur. (2014). *dena Ancillary Services Study 2030. Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy.* [www.dena.de](http://www.dena.de)
- Energia y Sociedad. (2024). *Mecanismos de ajuste de demanda y producción.* <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>
- enspired. (2024). *The European power market: FCR, aFRR, mFRR & wholesale.*
- ENTSO-E. (2020). *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020.*
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2024). *Public Net Electricity Generation 2023 in Germany: Renewables Cover the Majority of the Electricity Consumption for the First Time.*

- IEA. (2024). *Australia*. <https://www.iea.org/countries/australia>
- Instituto de Investigación Tecnológica, U. P. C. (2019). *Informe final Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica-despacho vinculante y mercados intradiarios*.
- IRENA. (2019). *INNOVATIVE ANCILLARY SERVICES INNOVATION LANDSCAPE BRIEF About IRENA*. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Rangel, L. E., & Batlle, C. (2020). Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal. *Energy Policy*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111346>
- Ministerio de Energía Gobierno de Chile. (2019). Decreto 113 APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LOS QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 72°-7 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS MINISTERIO DE ENERGÍA APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LOS QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 72°-7 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS. In *Decreto* (Vol. 113).
- Ministerio de Energía Gobierno de Chile. (2022). *SEGUNDO TIEMPO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Acciones por una descarbonización acelerada del sector eléctrico*. [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda\\_inicial\\_para\\_un\\_segundo\\_tiempo\\_de\\_la\\_transicion\\_energetica.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf)
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*. [www.laimprentaeditores.com](http://www.laimprentaeditores.com)
- Montes de Oca, S. (2020). *Productos de flexibilidad en diferentes mercados competitivos*.
- Netztransparenz. (2024). *Capacity reserve*.
- Páez, G. (2014). *Regulación terciaria de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia usando como criterio adicional las condiciones angulares*.
- Pant, P., Hamacher, T., & Perićperić, V. S. (2024). *Ancillary Services in Germany: Present, Future and the Role of Battery Storage Systems*.
- PHC, & CREG. (2022). *Informe 4: Propuesta Final REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL*.
- PJM. (2019). *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations*.
- PJM. (2024). *REGIONAL TRANSMISSION EXPANSION PLAN*. <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/2023-rtep/2023-rtep-report.ashx>
- PSR, DI-AVANTE, WOLAK, & INOSTROZA. (2018). *ESTUDIO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS*.

- Rangarajan, A., Foley, S., & Trück, S. (2023). *Assessing the impact of battery storage on Australian electricity markets*.
- Red Eléctrica de España. (2024a). *Boletín mensual: Enero 2024*. [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2024/02/downloadable/Boletin\\_mensual\\_enero\\_2024.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2024/02/downloadable/Boletin_mensual_enero_2024.pdf)
- Red Eléctrica de España. (2024b). *Operación del sistema eléctrico*. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico#:~:text=Regulaci%C3%B3n%20secundaria,de%20la%20frecuencia%20del%20sistema>.
- Renewable Energy Agency, I. (2019). *INNOVATIVE ANCILLARY SERVICES INNOVATION LANDSCAPE BRIEF*. [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Riesz, J., Gilmore, J., & MacGill, I. (2015). Frequency control ancillary service market design: Insights from the Australian national electricity market. *Electricity Journal*, 28(3), 86–99. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2015.03.006>
- Rivera, Y. V., Villota, Y., & Monografía, R. (2021). *ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN COLOMBIA ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN COLOMBIA*.
- SER Colombia. (2024). *RENOVABLES 2024: 1.240 MW cerca de iniciar operación y 1.800 MW más en el horizonte, Colombia avanza hacia un futuro más verde*.
- smard. (2024). *Balancing services*.
- transnetbw. (2024). *Control reserve*.
- Transnetbw. (2024). *Network Reserve*.
- UPME. (2020a). *Plan Energético Nacional 2020-2050*.
- UPME. (2020b). *Plan Energético Nacional 2020-2050*.
- UPME. (2024a). *Dashboard informe registro de proyectos de generación*.
- UPME. (2024b). *INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – JULIO DEL 2024 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN*. [www.upme.gov.co/tramitesyservicios/Registrodeproyectosdegeneracióndeenergíaeléctrica,ob](http://www.upme.gov.co/tramitesyservicios/Registrodeproyectosdegeneracióndeenergíaeléctrica,ob)
- Valenzuela, A. (2018). *REVISIÓN DE LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ANTE ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE FUENTE VARIABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*.

- Viola, L., Mohammadi, S., Dotta, D., Hesamzadeh, M. R., Baldick, R., & Flynn, D. (2024). Ancillary services in power system transition toward a 100% non-fossil future: Market design challenges in the United States and Europe. In *Electric Power Systems Research* (Vol. 236). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110885>
- Ximena, S., & Quintero, C. (2013). *Ancillary services Review in Electrical Power Systems in desregulated Market*.
- XM. (2024a). *En el primer semestre del 2024, con el ingreso de 40 proyectos nuevos, se fortalece la seguridad del Sistema Interconectado Nacional*.
- XM. (2024b). *Históricos de demanda*.
- XM. (2024c). *Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia*.
- XM. (2024d). *PARATEC*.
- XM. (2024e). *SINERGOX*.