

Algunas reflexiones acerca de las implicaciones de la inclusión de Generación
Distribuida sobre el AGC en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista
colombiano

Julián David López Aristizábal
Junio de 2019

Trabajo de Grado
Maestría en Economía Aplicada

Asesor:
John Jairo García Rendón
PhD en Economía

Escuela de Economía y Finanzas
Universidad EAFIT
2019

Tabla de Contenido

	Pág.
1. Introducción	4
2. Objetivos	7
2.1. Objetivo general	
2.2. Objetivos específicos	
3. Marco Teórico	8
3.1. Generación Distribuida en Colombia	
3.2. Frecuencia y Control Automático de Generación (AGC)	
3.3. Regulación de frecuencia y fuentes no convencionales	
3.4. Despacho vinculante y mercados intradiarios	
3.5. Experiencias internacionales	
3.5.1. Alemania: Energiewende	
3.5.2. España	
3.5.3. Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM)	
3.5.4. California Independent System Operator (CAISO)	
3.5.5. Chile: El caso latinoamericano	
4. Metodología	28
5. Resultados	29
6. Conclusiones	31
7. Bibliografía	33

Lista de tablas

	Pág.
Tabla No. 1 Matriz de atributos de confiabilidad de por tipo de recurso de generación	23
Tabla No. 2 Resumen experiencias internacionales en AGC con fuentes renovables no convencionales	29

Lista de figuras

Figura No. 1. Balance de energía en un sistema eléctrico	11
Figura No. 2. Costos de servicios auxiliares en CAISO	25
Figura No. 3. Costos de operación proyectados del Sistema Eléctrico Chileno	27

1. INTRODUCCIÓN

A partir de la Constitución Política de Colombia de 1991 se empezaron a entrever cambios que vislumbraban una nueva configuración del sector eléctrico colombiano. Por un lado, se constituyeron las bases para que agentes privados tuvieran acceso al mercado de servicios públicos domiciliarios, por otro lado, se explicitó el papel del Estado colombiano en cuanto a la regulación, control y vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Unos años más tarde, las Leyes 142 y 143 de 1994 del Congreso de la República definieron el marco regulatorio para los servicios públicos domiciliarios y para el sector eléctrico colombiano de manera particular. Estos hechos dan cuenta de un mercado eléctrico nacional que ha venido experimentando cambios estructurales, respondiendo a necesidades que han moldeado la ordenación que hoy conocemos y que buscó modernizarse a través de su privatización.

Estas transformaciones no solo han ocurrido en el mercado energético colombiano, sino que mantienen una estrecha relación con la evolución que ha experimentado este sector en el mundo, impulsada, principalmente, por dos fenómenos: la liberalización de la energía en general y de la electricidad en particular y la descarbonización o reducción de las emisiones de CO₂ (G., Amann, comunicación personal, 24 de mayo de 2017). La escasez de combustibles fósiles y los desafíos ambientales señalados, han promovido la exploración de tecnologías de generación que logran hacer frente a estas circunstancias.

La inclusión de estas nuevas fuentes de generación en la matriz energética mundial hace necesaria la revisión de todas las actividades asociadas a los sistemas eléctricos y que deben evolucionar, pues los enfrenta a nuevas condiciones que de no abordarse de manera adecuada pueden poner en riesgo la prestación del servicio. Los sistemas eléctricos deben repensarse.

Gracias a que Colombia cuenta con un sistema eléctrico relativamente limpio, que no depende de energéticos importados y, además, con suficiente capacidad de generación

actual y en desarrollo para cubrir su demanda en el corto plazo, no parecieran tenerse fuertes razones para impulsar el desarrollo de fuentes de energía alternativa. Sin embargo, las experiencias internacionales exitosas en su incorporación, la reducción en los costos y riesgos asociados a éstas y la presencia de agentes con proyectos novedosos para el contexto colombiano, han sentado bases para la adopción de estrategias que promuevan estas fuentes de energía en Colombia. Además, se vislumbran oportunidades asociadas con la utilización de FNCER en zonas no interconectadas (UPME, 2015).

El Congreso de la República, en la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, define las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), así:

“Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares”.

Una de las características más neurálgica de estas tecnologías es su variabilidad debido a la intermitencia en la disponibilidad de sus recursos primarios (por ejemplo, agua o sol). Este fenómeno se conoce como intermitencia. La producción efectiva de una fuente intermitente de generación es inferior a su capacidad instalada y presenta fluctuaciones en el tiempo (De Elejalde y Ponce, 2016).

A medida que se incremente el número de centrales de generación intermitentes será más difícil igualar la oferta y demanda de energía, dando lugar a desviaciones en este equilibrio perfecto que pueden causar variaciones en la frecuencia de electricidad de corriente alterna, lo cual pone en riesgo la estabilidad del sistema. En caso de no invertirse de manera adecuada en mecanismos de reserva que permitan disponibilidad de energía inmediata ante cualquier eventualidad y en sistemas de transmisión y distribución capaces de soportar problemas relacionados con la intermitencia, se pueden presentar fallas en el sistema (Pica y Enzo, 2015).

Si bien es cierto que en Colombia apenas empezamos la senda de incorporación de estas tecnologías a nuestro sistema eléctrico, quizás por la poca premura de descarbonización de nuestra matriz energética que es limpia, se abre para el país la oportunidad de desengancharnos de la dependencia al clima que representa la generación hídrica y que ya ha retado la confiabilidad del mercado, como en el pasado fenómeno de El Niño, logrando robustecer nuestra matriz con fuentes que no dependan del agua y que, por el contrario, generen más en épocas de sequía, complementando las plantas actuales, además de ofrecer la posibilidad de llevar energía a zonas no interconectadas sin altas inversiones en costosas redes de transmisión.

En ese sentido, este trabajo pretende estudiar las experiencias de países que ya han asumido este reto de incorporación de Generación Distribuida, especialmente con fuentes de energía renovables no convencionales, de manera que sus aprendizajes faciliten nuestra transición hacia esas fuentes de generación sin mayores traumatismos y sobrecostos exagerados para la demanda.

Inicialmente, se presentan los objetivos que se plantearon para este trabajo; posteriormente, se incluye el marco teórico con los temas materiales para abordar el problema y se muestran los casos de países que son referencia mundial en generación distribuida e inclusión de fuentes no convencionales en sus mercados eléctricos, seguidamente, se esboza la metodología utilizada y, finalmente, los resultados y conclusiones del trabajo.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Evaluar las implicaciones de mayor impacto respecto a la inclusión de la Generación Distribuida sobre el AGC, en el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista en Colombia.

2.2. Objetivos Específicos

- Revisar las experiencias internacionales de Alemania, España, PJM, CAISO y Chile, en cuanto a la incorporación de Generación Distribuida y mercados AGC en sus sistemas eléctricos.
- Analizar el estado regulatorio de la inclusión de Generación Distribuida en el mercado eléctrico mayorista en Colombia y qué cambios normativos deben darse para que haya consistencia con estas nuevas reglas de mercado.

3. MARCO TEÓRICO

Los cambios ocurridos en el mercado de energía durante las últimas décadas nos dan señales claras de que el sector atraviesa un momento disruptivo. El aumento de la demanda de energéticos y lo que ello implica, sumado a los desafíos ambientales que hoy congregan a los países, hacen necesario reevaluar no solo la manera en que se genera la energía, sino todas las actividades asociadas a ésta. Es ahí, precisamente, donde se ha abierto espacio para pensar en formas más eficientes de gestionar la energía.

En nuestro país, en particular, casos como el ocurrido con la Central Hidroeléctrica Ituango de las Empresas Públicas de Medellín, arrojan señales cada vez más claras de lo difícil que será viabilizar grandes proyectos de generación, principalmente por sus altos impactos sociales y ambientales, abriendo la discusión respecto al sistema uninodal colombiano y cómo incrementar su capacidad para responder a las nuevas necesidades de consumo.

El uso de la Generación Distribuida - GD tiene numerosas ventajas relacionadas con la planificación y operación del sistema que pueden ser buenas para el mercado eléctrico colombiano y, específicamente, para quienes lleven a cabo este tipo de proyectos: reducción en pérdidas de energía, control del perfil de voltaje, mejoramiento en la calidad de la energía, aumentos en la confiabilidad del sistema, reducción y/o aplazamiento de la expansión de la red, baja de emisiones de dióxido de carbono, plazos de ejecución de proyectos cortos, bajos riesgos de inversión, modularidad, tamaños reducidos, disponibilidad de una amplia gama de tecnologías de GD. Sin embargo, existen también retos que es necesario afrontar. El impacto operacional de la Generación Distribuida depende de muchos factores, como el tipo de tecnología usada, el tamaño de ésta y la ubicación de las unidades de generación. La creciente penetración de tecnologías basadas en fuentes intermitentes, como la energía eólica y fotovoltaica, requiere la consideración de la incertidumbre asociada a la alta variabilidad de estas fuentes de energía. Además, la demanda de potencia es otra fuente de incertidumbre con un gran impacto en la

generación. Si bien muchas herramientas se han desarrollado con éxito para pronosticar con precisión la demanda, así como la producción de energía eólica y fotovoltaica, la incorporación de tales fuentes con incertidumbre en los modelos de planificación es aún un desafío (Muñoz, 2017).

A través de la Ley 1715 de 2014, Colombia se trazó el objetivo de integrar fuentes no convencionales de energía al sistema energético nacional. Dentro de las políticas de esta ley se promovieron la autogeneración y generación distribuida, permitiendo la entrega de excedentes de estas actividades a la red. De esta manera, se buscó estimular el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Sin embargo, la incorporación de estas nuevas tecnologías al mercado eléctrico hace necesario repensar la operación, pues para hacer frente a estos cambios y materializar sus beneficios, se hacen necesarias reformas operacionales que permitan la inclusión de estas nuevas tecnologías en el mercado. En concordancia con la ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de la Resolución 030 de 2018, posibilitó la venta de excedentes de energía a la red, representando un incentivo importante para inversores potenciales. No obstante, aún hay aspectos que deben ser tenidos en cuenta y que deben formar parte de la agenda regulatoria nacional, de modo que permitan una integración exitosa que conlleve beneficios tanto para el mercado eléctrico colombiano como para quienes le apuestan a estas fuentes de generación multinodales.

3.1. Generación Distribuida en Colombia

La CREG define la Generación Distribuida (GD), como “la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL)”. (Ley 1715 de 2014). La GD puede utilizarse para una sola estructura, como un hogar o negocio, o puede ser parte de una micro red (una red más pequeña que también está vinculada al sistema de suministro de electricidad más grande). Cuando se conecta a las líneas de distribución de menor voltaje de la compañía eléctrica, la generación distribuida puede ayudar a respaldar el suministro de energía limpia y confiable a clientes

adicionales y reducir las pérdidas de electricidad a lo largo de las líneas de transmisión y distribución (EPA, 2019). Así pues, las posibilidades de reconfiguración del mercado que permite este tipo de generación, especialmente a través del uso de FNCER, posibilitan formas viables de afrontar los retos del mercado de energía de hoy.

En 2018 la CREG por medio de la Resolución 030 de 2018, definió un mecanismo para que usuarios residenciales, comerciales y pequeños industriales produzcan energía para cubrir su consumo y, además, tengan la posibilidad de vender sus excedentes al SIN. Esta resolución define los procesos simplificados de conexión para proyectos de autogeneración y generación distribuida, establece reglas para la comercialización de energía excedentaria, se dan instrucciones para el oportuno trámite de conexiones, así como las obligaciones de publicación de la disponibilidad de capacidad de conexión en la red por parte de los distribuidores. Esta resolución empieza a implementar aspectos de la Ley 1715 de 2014, pues aún con los lineamientos establecidos en esta Ley no era posible llevarlos a cabo.

Uno de los grandes interrogantes que surgen de estos cambios es cómo mantener la confiabilidad. La operación confiable del sistema eléctrico requiere un equilibrio perfecto entre la oferta y la demanda en tiempo real. Este equilibrio no es fácil de lograr, teniendo en cuenta que ambos niveles de oferta y demanda pueden cambiar rápidamente y de forma inesperada debido a múltiples razones, como cortes de líneas de transporte y distribución o cambios de carga bruscos (Albadi y El-Saadany, 2008). Es éste, precisamente, uno de los principales desafíos que conlleva la Generación Distribuida, pues su incorporación al STN incrementa aún más los factores que ponen en riesgo esta armonía entre la oferta y la demanda.

3.2. Frecuencia y Control Automático de Generación (AGC)

La frecuencia de un sistema eléctrico se refiere a la concordancia entre generación y carga. *“En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos*

multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema. Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, éstos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente”. Es necesario que la frecuencia permanezca dentro de un rango estricto para garantizar la calidad del sistema eléctrico y evitar la mala operación de equipos industriales o domésticos (Ledesma, 2008).

Figura 1. Balance de energía en un Sistema Eléctrico



Fuente: Ledesma (2008)

Es función del CND, de acuerdo al Código de Redes (Resolución CREG 025 del 95), garantizar la correcta operación de las tensiones en barras del STN, los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas y transformadores, los intercambios internacionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades despachadas centralmente y la frecuencia del SIN, haciéndose cargo de la seguridad y la calidad de la operación del SIN. En caso de que alguna variable se encuentre alterada, el CND debe asumir su corrección, llevando el SIN a un punto de operación seguro mediante los recursos disponibles y servicios asociados a la generación de energía. La frecuencia objetivo del SIN es 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. Cuando esta variable sale de su rango, se considera que hay un desvío de frecuencia.

Para garantizar la correcta atención de la demanda del Sistema Interconectado Nacional, se requieren una serie de servicios complementarios que permitan mantener la frecuencia objetivo del sistema. La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es la primera instancia de control en un sistema de potencia para conducir la frecuencia a su valor nominal, mediante la respuesta de la generación frente a movimientos de carga y eventos de desbalance carga – generación. Adicional a esta, la siguiente instancia de control es la Regulación Secundaria de Frecuencia, conocida como AGC por sus siglas en inglés (*Automatic Generation Control*). El AGC calcula el desvío de frecuencia y/o intercambio para hacer la corrección a través de un proceso automático de envío de comandos que modifican la generación de las unidades que se encuentren bajo su control, manteniendo la frecuencia constante en el SIN (XM, 2019). El margen de reserva para este servicio debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN: pérdida de unidades de generación, evolución de la demanda y variaciones en su pronóstico y los cambios de generación horarios originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano (CNO, 2017).

Cumpliendo con la Resolución CREG 023 de 2001 y buscando mitigar el riesgo para la atención confiable de la demanda que representa el no cumplimiento de la prestación de los servicios de regulación de frecuencia, se monitoriza la prestación efectiva del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en las unidades de generación despachadas centralmente en el SIN y, además, se realiza verificación diaria del desempeño de las unidades de generación que prestan el servicio de AGC (XM, 2018).

3.3. Regulación de frecuencia y fuentes no convencionales

De acuerdo con el estudio de integración de fuentes no convencionales variables, desarrollado por la UPME, la reserva operativa se define como *“la reserva necesaria para mantener el balance generación-demanda, y para garantizar la calidad y seguridad del sistema, de tal manera que se cumplan los criterios de calidad de la frecuencia establecidos por la regulación”*. Esta reserva se hace esencial para enfrentar la incertidumbre en los pronósticos de generación de las fuentes variables y especialmente la variabilidad de generación eólica, que puede llegar a requerir, según el estudio, una

reserva mínima secundaria de frecuencia del 22% de la generación eólica neta más margen de error del pronóstico de generación estimado en un 12,8% (UPME, 2015).

3.4. Despacho vinculante y mercados intradiarios

Conceptualmente, el despacho vinculante es un mercado forward en el que, de manera centralizada, los agentes pueden asegurar un precio para su generación y demanda un día antes de la operación. Este mercado opera de manera similar al actual, pero en él las ofertas aceptadas se configuran en compromisos comerciales en firme liquidados al precio que iguale la oferta y la demanda en cada hora (CREG, 2016).

En la gran mayoría de mercados eléctricos del mundo se ha optado por utilizar el horizonte del tiempo del día antes para establecer los primeros compromisos físicos de despacho de energía. Esta ventana horaria permite programar con suficiente antelación las unidades a generar y permite un pronóstico fiable de la demanda. De esta manera, el esquema habitual suele incluir algún tipo de subasta realizada el día antes (mercado diario o *day-ahead market*) para la entrega de energía en cada uno de los periodos del día siguiente. Las mejores prácticas utilizadas internacionalmente han mostrado, además, la importancia desde el punto de vista económico de que estos compromisos físicos adquiridos el día anterior a la operación sean vinculantes. Su beneficio está sustentado en la determinación natural de asignación de riesgos a aquellos actores que estén en mejores condiciones para gestionarlos. En particular, nadie está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación que el propio generador, asumiendo los sobrecostos que los desvíos en sus compromisos ocasionen. Los mercados de Estados Unidos y Europa ya cuentan con un despacho vinculante para el día previo a la operación. Los mercados latinoamericanos, en cambio, no han implementado compromisos vinculantes y los precios de mercado son calculados *ex post* basándose en la operación real del sistema, un método eficaz para sistemas eléctricos hidro-térmicos con poca variación en la disponibilidad de los recursos, pero que puede resultar poco eficiente con una fuerte penetración de recursos FNCER (IIT, 2018).

Estas necesidades de ajustes regulatorios ya han sido tenidos en cuenta por la GREC, que en el 2016 publicó el Documento CREG-004B, anexo a la Circular 039 del mismo año, con una propuesta para la implementación de un despacho vinculante, identificando elementos que deberían examinarse para mejorar el mercado de corto plazo que viene operando con el mismo diseño desde 2001. En términos generales, los problemas que se han identificado tienen relación con la incertidumbre de los recursos declarados en el despacho programado, es decir, el despacho del día anterior a la operación, pues no se genera ningún compromiso comercial firme para los generadores y es meramente indicativo, delegando la responsabilidad de reestablecer el balance entre la oferta y la demanda en caso de indisponibilidad de algún recurso de generación únicamente al Operador del Mercado, quien realiza los redespachos únicamente si se presentan eventos de carácter técnico, teniendo en cuenta solo las ofertas entregadas por los agentes el día anterior. Esta metodología podría permitir comportamientos oportunistas por parte de los generadores, creando incentivos para que estos cambien su disponibilidad cerca de la operación real, y limita la posibilidad del operador de aprovechar recursos con ofertas de precios más económicos el día de la operación (CREG, 2016).

Durante 2018, la CREG contrató con el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas un estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios, el cual arrojó una serie de recomendaciones regulatorias que componen una propuesta integral para la introducción de un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance. Los cambios propuestos incluyen una reconfiguración del mercado evaluada desde aspectos comerciales y operativos que reformarían drásticamente el mercado de corto plazo (IIT, 2018).

3.5. Experiencias Internacionales

3.5.1. Alemania: Energiewende

Alemania es un país pionero en la instalación de Generación Distribuida. Para su transición energética hacia fuentes renovables, el país estableció el programa

Energiewende, bandera de su decisión de abastecerse energéticamente con energías renovables y que apuesta por gestionar la energía de manera cada vez más eficiente, contribuyendo a la protección del clima (Ministerio Federal de Relaciones Exteriores, 2019).

A través de este proyecto, en 2011 Alemania se trazó ambiciosas metas: para el 2050, al menos el 60% de su consumo energético será procedente de fuentes renovables y esperan reducir entre un 80% y 95% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990 (Arranz, 2016). De esta manera, durante la primera mitad del 2018, las energías renovables superaron al carbón en su contribución a la matriz energética, incrementando su participación en la generación eléctrica cerca del 10% durante el primer semestre de este año, con respecto al mismo periodo del año anterior (Assefh, 2018).

Estas cifras anuncian impactos positivos significativos en términos ambientales, pero han significado un aumento de las tarifas para los clientes finales, quienes a 2017 ya habían tenido un incremento del 17% con respecto lo que pagaban en el 2011, convirtiendo a Alemania en el segundo país con el precio final de electricidad más caro de la Unión Europea (Energía y Sociedad, 2017). Y es que a pesar de que los costos asociados estrictamente a la generación con tecnologías renovables son cada vez menores, este tipo de energías suponen costos adicionales en otros aspectos del sistema como las reservas, que son esenciales para garantizar la confiabilidad.

Ese deseo de energía limpia de Alemania también ha enfrentado el país a obstáculos técnicos que han debido resolver. El sistema eléctrico alemán ha tenido que entender la importancia de elaborar pronósticos confiables de generación para el funcionamiento seguro y confiable del sistema de energía, teniendo en cuenta la variabilidad de estas nuevas tecnologías. Los gradientes de alta potencia de hasta 1,5 GW durante 15 min, causados por la naturaleza fluctuante de los sistemas fotovoltaicos y el viento son la razón de la creciente necesidad de equilibrar la potencia. La energía fotovoltaica ya cubre regularmente la carga máxima del mediodía e influye junto con la energía eólica en la generación de energía de carga base, esto causa un impacto significativo en la estructura de precios en el mercado de intercambio de energía y, por lo tanto, en la operación de las

centrales eléctricas convencionales. Los requisitos de flexibilidad y los modelos de negocio de las centrales eléctricas convencionales están cambiando (Stetz y otros, 2015).

La expansión de las energías renovables, especialmente los sistemas fotovoltaicos y las instalaciones eólicas, han cambiado los requisitos del sistema de suministro de energía. Las grandes fluctuaciones en los flujos de carga y las distancias cada vez mayores a lo largo de las cuales se debe transportar la electricidad, cambian la demanda y las formas de proporcionar servicios auxiliares, así como una nueva demanda en la gestión operativa de las redes eléctricas. De igual manera, los tiempos de operación de las centrales eléctricas convencionales están disminuyendo, lo que significa que, en el futuro, estarán cada vez menos disponibles para proporcionar servicios auxiliares. El uso de los sistemas de almacenamiento por parte de los productores de energía genera una mayor flexibilidad, lo que también crea nuevas oportunidades para la gestión de la red (DENA, s.f.).

El *European Power Exchange*, EPEX SPOT SE, es la plataforma para el comercio de energía a corto plazo en Europa. Permite a los productores de electricidad, empresas de servicios públicos, empresas comerciales y consumidores industriales intercambiar energía para el día de hoy o al día siguiente, equilibrando su oferta y demanda. EPEX SPOT y sus filiales operan mercados de electricidad a corto plazo organizados para Alemania, Francia, Reino Unido, Países Bajos, Bélgica, Austria, Suiza y Luxemburgo. En 2018, sus 289 miembros intercambiaron 567 TWh, un tercio del consumo interno en los ocho países cubiertos.

Los mercados intradiarios de EPEX SPOT ofrecen una solución eficaz para integrar el suministro intermitente, permitiendo a los productores y consumidores equilibrar sus posiciones más cerca del tiempo real y con el beneficio de pronósticos más precisos. En particular, estos mercados intradiarios permiten que la energía se comercialice hasta 5 minutos antes de la entrega, lo que proporciona un nivel de flexibilidad bien recibido por los actores del mercado que comercian con energía renovable y convencional. Además, en el mercado intradiario austriaco, belga, holandés, alemán y suizo, los contratos de 15 minutos ofrecen a los participantes comerciales un mayor nivel de flexibilidad. Desde 2017, EPEX SPOT también ofrece contratos de 30 minutos en el mercado intradiario

francés, alemán y suizo. Estos contratos proporcionan una mayor flexibilidad para manejar la intermitencia y los efectos diarios de la producción renovable, lo que contribuye a un mercado más equilibrado (Epex Spot, s.f.).

Los mercados acoplados de EPEX SPOT han demostrado ser una herramienta clave para limitar los posibles impactos en los precios de la energía renovable. Al optimizar completamente la utilización de los interconectores, los excedentes y los déficits nacionales se mitigan en los mercados acoplados, lo que proporciona una mayor capacidad de recuperación frente a las perturbaciones de la oferta y la demanda. Las variaciones diarias o estacionales en la producción renovable pueden contrarrestarse entre zonas, y los precios convergentes suavizan los picos positivos y negativos. El regulador alemán, Bundesnetzagentur, declaró en su informe de evaluación de 2012 que la plataforma ha demostrado ser un instrumento adecuado para la integración de las energías renovables en el mercado. Si bien lleva a una mayor liquidez y una mayor transparencia, esta nueva forma de comercialización de electricidad renovable no ha provocado una ruptura significativa en las tendencias de los precios o un aumento de la volatilidad. El número de picos de precios negativos (o positivos) en Alemania experimentados durante los últimos dos años ha disminuido en comparación con las cifras de 2009, lo que refleja la capacidad de los mercados acoplados con suficiente liquidez para absorber los volúmenes de energía renovable (Epex Spot, s.f.).

La gestión operativa del sistema eléctrico alemán es responsabilidad del operador de red respectivo. Los operadores de sistemas de transmisión tienen la responsabilidad general de garantizar la estabilidad del sistema y también deben coordinarse con los demás operadores de sistemas de transmisión que participan en la red europea integrada. Estos realizan el control de frecuencia manteniendo un equilibrio entre la generación de electricidad y el consumo, deben mantener el voltaje de la red en su área de red asignada dentro de un rango permisible para garantizar la calidad del voltaje. Esto se lleva a cabo para el nivel de red propio de cada operador mientras se tienen en cuenta las demandas de los niveles de red ascendente y descendente al mismo tiempo. En caso de un fallo generalizado de la alimentación, los operadores de los sistemas de transmisión, en

colaboración con los operadores de los sistemas de distribución, deben poder restablecer el suministro de electricidad en muy poco tiempo (DENA, s.f.).

Para un funcionamiento estable del sistema de suministro de energía, la energía suministrada debe corresponderse con el consumo de electricidad en la red en todo momento. En caso de desviaciones entre generación y consumo, la frecuencia aumenta o disminuye. Los operadores del sistema de transmisión deben asegurarse de que el balance se restaure inmediatamente para que la frecuencia objetivo de 50 Hz se mantenga nuevamente. Para mantener la frecuencia, los operadores de sistemas de transmisión pueden usar cargas flexibles acordadas por contrato, o exigir ajustes adicionales de los proveedores de electricidad y consumidores en situaciones de emergencia. La reducción de la carga dependiente de la frecuencia, es decir, la desconexión gradual automática de las cargas de la red, se utiliza como una medida de seguridad final en el caso de una frecuencia insuficiente. En caso de exceso de frecuencias, la alimentación de electricidad se limita.

En el caso de Alemania, para compensar el exceso de generación o carga que se produce a causa de la variabilidad de las fuentes de generación, los operadores del sistema de transmisión utilizan energía de balanceo positivo o negativo. Compran la energía de equilibrio en tres productos:

Control primario: Se usa para estabilizar el sistema cuando se da un pequeño déficit o superávit de energía; se proporciona de forma solidaria por todos los gestores de red conectados de forma síncrona dentro del área y debe activarse en 30 segundos; el período de tiempo de disponibilidad por incidente individual es de hasta 15 minutos (DENA, 2014).

Control secundario: Si ocurre una perturbación más prolongada, el control secundario se activa automáticamente en 5 minutos. El período de tiempo de disponibilidad por incidente único es de entre 30 segundos y 15 minutos. Si la desviación del flujo de potencia dura un período prolongado (más de 15 minutos), el control secundario da paso a la reserva de minutos (DENA, 2014).

Reserva de minutos: Este último se activa mediante una solicitud telefónica o basada en la programación del TSO afectado a los proveedores respectivos. En caso de una solicitud telefónica, la reserva de minutos debe activarse dentro de los 15 minutos posteriores a la llamada telefónica. Los posibles proveedores en el mercado de la energía de balanceo están sujetos a un proceso de precalificación antes de participar para demostrar que las unidades de generación planificadas o las cargas flexibles tienen la disponibilidad, confiabilidad y capacidad de control requeridas (DENA, 2014).

3.5.2. España

La Generación Distribuida en España comenzó a regularse a partir del Real Decreto 1699/2011, en el cual se estableció la necesidad de regular el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Posteriormente, el Real Decreto-Ley 13/2012, modificó las definiciones de los sujetos “productor” y “consumidor” para habilitar al Gobierno a establecer modalidades singulares de suministro para fomentar la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones que de ellas resulten. Finalmente, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, *“por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”*, busca un desarrollo ordenado del autoconsumo, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto (Gas Natural Fenosa, 2016).

En 2015, se empezaron a desmontar las reglas para el uso de las energías renovables prohibiendo la autogeneración compartida e instaurando el polémico “impuesto al sol”, prohibiendo explícitamente que una misma instalación pudiera ser utilizada por vecinos de un mismo edificio. No obstante, el Real Decreto-Ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores, aprobado en Consejo de Ministros en octubre de 2018, puso fin a esta restricción, igualando legislativamente a España con sus vecinos europeos, en cuanto al marco normativo de la autogeneración (Enernews, 2018).

A finales de 2017, las energías renovables en España representaban el 46 % de la potencia instalada en el conjunto del parque generador, situándose en 48.185 MW. En cuanto a la generación, para el mismo año las renovables redujeron su cuota al 32,1%, frente al 38,4% del año anterior, debido a la escasa producción mediante fuentes hídricas. La eólica sigue siendo la tecnología renovable más relevante en el mix de generación español con un 18,2% de la producción total, lo que la sitúa en segundo lugar después de la energía nuclear. Esta tecnología representa por sí sola el 57% de la generación renovable de energía, pues desde 2008 ha venido incrementándose de manera importante su capacidad instalada año tras año y a diferencia de la energía hidráulica, cuya dependencia de las condiciones meteorológicas enorme, muestra mucho más constante su generación, a pesar de que también tiene cierto grado de dependencia de dichas condiciones (Red Eléctrica de España, 2018).

La Comisión Europea presentó en noviembre del 2016 la iniciativa ‘Energía Limpia para todos los europeos’, cuyas propuestas tienen como finalidad acelerar la transición energética hacia una energía limpia, en línea con el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Acuerdo de París 2015, manteniendo a la vez un sistema energético seguro y competitivo que permita la entrega de energía al consumidor a precios asequibles, favoreciendo el crecimiento y la creación de empleo. Para ir en sintonía con esta iniciativa, el Gobierno de España publicó en febrero de 2019 el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030), buscando una economía descarbonizada para 2050 y con metas específicas que incluyen: una reducción de emisiones del 21% respecto de los niveles de 1990, una cuota de renovables del 42% sobre la energía final y una mejora de la eficiencia energética del 39,6%. Se prevé que la contribución de las renovables en el mix eléctrico alcance el 74% en el 2030 (Red Eléctrica de España, 2018).

Mediante Resolución de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”, España estableció los niveles de reserva para la

regulación frecuencia- potencia que permiten al Operador del Sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Es de carácter obligatorio y no es retribuido. Para asignarlo, el operador del sistema hace público anualmente el porcentaje de variación de carga y la velocidad máxima de respuesta ante diferentes desviaciones de frecuencia (Ledesma, 2008).

Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o bajar. El operador del Sistema calcula la reserva secundaria necesaria, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, de acuerdo a la potencia y los equipos generadores acoplados. Para su asignación, publica diariamente junto con el programa diario viable provisional los requerimientos horarios para el día siguiente, abriendo un período de recepción de ofertas. Este servicio es voluntario y retribuido por mecanismos de mercado. (Ledesma, 2008).

Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstruir la reserva secundaria. Es de carácter discrecional y retribuido mediante mecanismos de mercado. La reserva mínima necesaria de regulación terciaria igual a la potencia del mayor grupo de generación acoplado mayor en un 2% de la demanda prevista en cada hora. Para su asignación, el día anterior los

agentes deben mandar sus ofertas horarias de cambio máximo de nivel de producción en 15 minutos (o consumo, en el caso de las unidades de bombeo). Los agentes tienen la posibilidad de modificar estas ofertas de forma continua, en función de los cambios de programa que tengan las diferentes unidades de producción (Ledesma, 2008).

3.5.3. Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection (PJM)

PJM es el operador independiente de 13 estados del este de Estados Unidos. Algunos de estos tienen metas de generación renovable: New Jersey (24% al 2027), Maryland (20% al 2022), Washington (20% al 2020), Pennsylvania (18% al 2020), Delaware (25% al 2025), Illinois (25% al 2025), Ohio (25% al 2025), North Carolina (12% 2021), Michigan (10% al 2015) y Virginia (15% al 2025) (MISO) (PJM). (Como se cita en GIZ, 2016).

PJM ha fomentado la integración confiable y eficiente de recursos de energía variable en su red a través de estrategias que incentivan su entrada. En este mercado, los recursos variables se benefician de los cortos intervalos de programación. Los generadores de cualquier tipo pueden auto programarse con un aviso de 15 minutos. PJM generalmente aprueba el despacho y envía nuevas señales de despacho cada cuatro o cinco minutos. Esto ayuda a reducir la necesidad de un servicio de regulación para lidiar con los cambios en la carga dentro de cada hora. Específicamente, para la promoción de plantas de Generación Distribuida con tecnología eólica, PJM estableció en 2009 un servicio centralizado de pronóstico. Los datos agregados del servicio se ponen a disposición de los miembros y se usan para ayudar a determinar el compromiso de la unidad al día siguiente para garantizar que haya suficientes reservas (PJM, 2017).

PJM ha seguido una serie de pasos para ayudar a respaldar la integración efectiva de los recursos energéticos variables: Creó el Subcomité de Recursos Intermitentes (*Intermittent Resources Subcommittee*), para examinar los problemas operativos, de confiabilidad y de mercado, específicamente para recursos variables; implementó cambios en su software de operación para facilitar la gestión de recursos eólicos y ha participado en discusiones al respecto en diferentes foros y estudios nacionales e internacionales (PJM, 2017).

Durante 2017, este operador desarrolló un estudio acerca de la evolución de la combinación de recursos y la confiabilidad de su sistema, motivado por los impactos negativos en la confiabilidad que podría llevarles la dependencia al gas natural o a los recursos renovables. De acuerdo con los resultados del análisis de PJM, la diversidad de combustible en sí no garantiza la fiabilidad, sino que debe darse un portafolio que proporcione un nivel apropiado de atributos de confiabilidad al sistema (PJM, 2017). A continuación se presenta una matriz con la valoración de estos aspectos en una variedad de tecnologías de generación:

Tabla No. 1 Matriz de atributos de confiabilidad de por tipo de recurso de generación

Fuente: Adaptación de PJM's (2017)

- = Exhibe el atributo
- = Exhibe el atributo parcialmente
- ◌ = No exhibe el atributo

Tipo de Recurso	Servicios esenciales de confiabilidad					Flexibilidad			Otros		
	Respuesta de frecuencia	Control de voltaje	Rampa			Ciclo	Mínimo tiempo de ejecución	Puesta en marcha /	Capacidad de arranque autógeno	Sin limitaciones ambientales	Factor de disponibilidad
			Regulación	Reserva de contingencia	Carga siguiente						
Hidráulico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	○	●
Gas Natural (Turbina de combustión)	●	●	○	●	○	●	●	●	●	○	○
Vapor de aceite	●	●	●	●	●	●	○	○	○	○	○
Vapor de carbón	●	●	●	●	●	○	○	○	○	○	○
Gas Natural (Vapor)	●	●	●	●	●	●	○	○	●	○	○
Aceite / Diésel (Turbina de combustión)	●	●	○	●	○	●	●	●	●	○	○
Nuclear	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○	●
Batería / Almacenamiento	○	○	●	●	○	●	●	●	○	●	●
Respuesta de la Demanda	○	○	○	○	○	●	●	○	○	●	●
Solar	○	○	○	○	○	●	●	●	○	●	●
Eólica	○	○	○	○	○	●	●	●	○	○	●

3.5.4. California Independent System Operator (CAISO)

CAISO es el operador independiente del estado de California (CAISO). California se trazó la meta para el 2020 de obtener un 33% de su energía a partir de fuentes renovables y para 2030 esperan llegar al 50%. (Como se cita en GIZ, 2016). Finalmente, para 2045 CAISO generará el 100% de su energía con fuentes renovables (ENEL, 2018).

Los mercados de energía de CAISO (*day ahead*, *hour ahead* y *real time*) utilizan un modelo de red completo que modela las pérdidas de transmisión y la carga de potencia reactiva para producir precios en cada punto del sistema eléctrico de California. El mercado CAISO permite que California satisfaga las necesidades de confiabilidad y sirva la carga proporcionando energía y potencia suficiente (SCE, 2018).

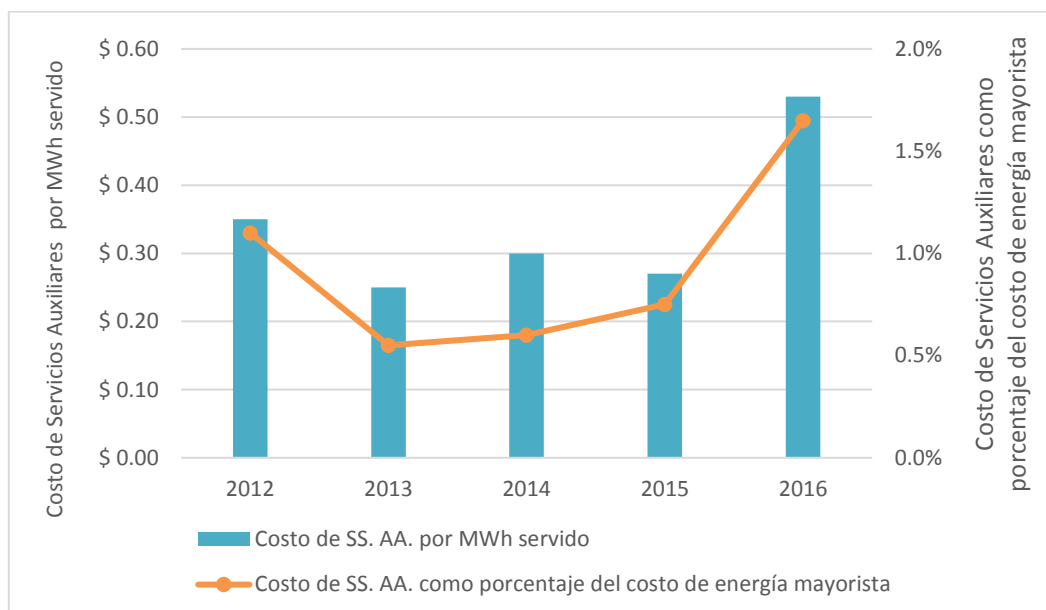
En el año 2004, CAISO creó el Programa de Participación de Recursos Intermitentes (PIRP, por sus siglas en inglés). A diferencia del mercado convencional, donde las desviaciones en generación son medidas cada 10 minutos, los generadores que hacen parte de esta iniciativa tienen penalizaciones por sus desviaciones medidas con periodicidad mensual. CAISO ha enfocado sus esfuerzos en desarrollar métodos de pronóstico, especialmente de generación eólica y fotovoltaica, con el fin de mejorar su operación y afrontar la variabilidad de este tipo de recursos de generación (GIZ, 2016).

CAISO administra la ventana de aplicación anual para el proceso de asignación de capacidad de entrega de generación distribuida (DGD). CAISO coordina con las empresas de distribución de servicios públicos para asignar la capacidad de entrega disponible a las instalaciones de generación distribuida elegibles, que envían una solicitud para participar en este proceso dentro de los plazos establecidos por el operador, quien anuncia las fechas de apertura y cierre de la ventana de DGD en su sitio web (generalmente alrededor de mediados de marzo de cada año) (SCE, 2018).

En este mercado ya se empiezan a ver consecuencias en los precios de la energía debido a la incorporación de generación distribuida. Los costos de los servicios auxiliares de

CAISO aumentaron significativamente durante 2016, luego de incrementar el volumen de recursos solares variables en su sistema.

Figura No. 2 Costos de servicios auxiliares en CAISO



Fuente: RTO Insider (2017)

3.5.5. Chile: El caso latinoamericano

Los países latinoamericanos no son ajenos a las metas ambientales que presionan la entrada de fuentes de energía renovables. Por ello, Chile, uno de los países pioneros en la región en la liberalización de su mercado de energía, se propuso la meta para 2025 que el 20% de su energía eléctrica provenga de energías renovables no convencionales. Una meta que se espera sea cumplida con creces debido a los recursos con los que cuenta el país. Actualmente, el mayor aporte de FNCER corresponde al recurso del aire (eólico), que representa un 5% de la matriz total, pero que espera ser superada próximamente por energía fotovoltaica, pues según estudios, Chile cuenta con la mayor radiación solar del planeta, presente en el desierto de Atacama (ECODIE).

Mediante la Ley 20571, Ley para la Generación Distribuida, Chile permite la autogeneración de energía con base a FNCER y cogeneración eficiente. Esta Ley, que se conoce también como Netbilling, Netmetering, permite a los usuarios vender sus excedentes directamente a su empresa distribuidora a un precio regulado. Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, quien luego de revisar el cumplimiento de las condiciones técnicas, avala la conexión (SEC, 2017).

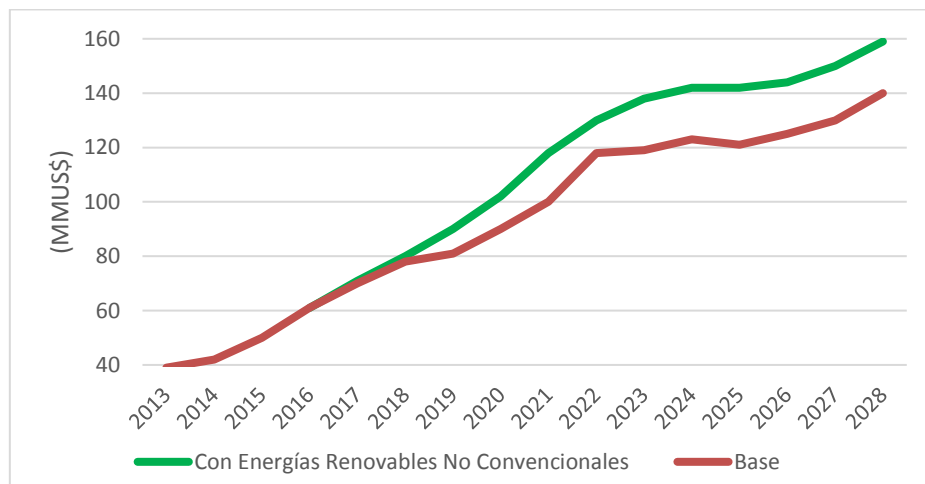
La frecuencia utilizada en el sistema chileno es de 50Hz, con un rango de variación permitido en régimen permanente de $\pm 0.4\%$ (entre 49.80Hz y 50.20Hz) bajo estado de operación normal y de alerta durante el 99% del tiempo de cualquier período de control semanal. Para estado de emergencia se admite un rango de desviación de $\pm 1.0\%$ durante el mismo período de tiempo (Pontificia Universidad Católica de Chile, s.f.).

El sistema eléctrico chileno utiliza los tres tipos de regulación de frecuencia más comúnmente usados en los países antes mencionados: regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia y regulación terciaria de frecuencia, pero manteniendo el enfoque regulatorio en los dos primeros.

Como ya se ha mencionado, la incorporación de energías renovables en el mercado eléctrico dificulta este control. En general, se ha difundido la idea de que la energía eólica afecta más la estabilidad de los sistemas eléctricos en referencia a la frecuencia. Las energías renovables poseen un bajo nivel de inercia y esto revela por qué sus restricciones de rampa no limitan tanto su operación, como por ejemplo en el caso de las centrales termoeléctricas. Sin embargo, esto puede traer consecuencias negativas, pues la inercia del sistema es responsable de que en caso de desconexión de un generador clave, se amortigüe la caída en la frecuencia, trayendo un beneficio para el sistema. Si se piensa en un escenario con alta penetración de energía fotovoltaica, se reemplaza parte de la energía antes generada con termoeléctricas por esta tecnología de baja inercia, reduciendo la inercia del sistema en general y dejándolo más vulnerable ante complicaciones en la operación y obligando a implementar una regulación de frecuencia más rápida, evitando daños o costos mayores. Según la European Wind Energy Association (EWEA), en

sistemas eléctricos donde la penetración de energía eólica sobrepasa el 20%, el aumento de volatilidad e incertidumbre produce también un aumento en el costo que varía entre 1 a 4.5 euros por MWh. Cifras similares se calcularon en los estudios realizados por la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) y la Natural Resources Defense Council (NRDC) en 2013, donde se proyectaron los incrementos en los costos de operación y costos totales a medida que aumenta la incorporación de estas nuevas tecnologías (Pontificia Universidad Católica de Chile, s.f.).

Figura 3. Costos de operación proyectados del Sistema Eléctrico Chileno



Fuente: Adaptación de NRDC y ACERA (2013)

El gremio Generadoras de Chile – AG, que representa a las empresas productoras de energía del país, ha recomendado para la incorporación exitosa de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional, establecer un despacho vinculante en la programación diaria, implementar metodologías de recuperación de costos fijos de operación, optimizar los costos de reserva y su causalidad y avanzar hacia una confiabilidad de largo plazo, introduciendo señales de largo plazo para la atracción de recursos flexibles, como un pago por capacidad flexible (Generadoras de Chile, 2018).

4. METODOLOGÍA

Con el fin de evaluar de forma acertada el impacto de la Generación Distribuida sobre el AGC, en el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista colombiano, se realiza una revisión literaria para conocer el estado del arte del tema de estudio, además de una búsqueda y análisis de experiencias en la incorporación de Generación Distribuida en mercados más desarrollados, su impacto en el funcionamiento del AGC, específicamente, y sus consecuencias en el sistema eléctrico en general, con el fin de obtener elementos que permitan su aplicación de forma acertada en el caso colombiano.

5. RESULTADOS

Tabla 2. Resumen experiencias internacionales en AGC con fuentes renovables no convencionales

País	Mercados	Servicios de Balance	Remuneración de servicios de balance	Participación solar y eólica en capacidad instalada	Sistema de precios	Consecuencias	Iniciativas actuales para afrontar el problema
Alemania	Mercado de largo plazo Mercado spot (Mercado del día siguiente, mercado intradiario y mercado de servicios auxiliares, incluyendo AGC)	Control primario (CPF), secundario (CSF) y terciario (CTF) de frecuencia. Para el AGC se diferencia en la regulación hacia arriba y hacia abajo.	Remuneración por capacidad y energía, excepto para CPF que sólo es remunerado por capacidad.	43%	Uninodal	Incrementos en tarifas de energía para clientes finales. De 2011 a 2017 tuvieron un incremento del 17%.	Estudio de Servicios Auxiliares 2030 a cargo de la Deutsche Energie-Agentur (dena), la Agencia Alemana de Energía, en estrecha cooperación interdisciplinaria con operadores de transmisión y distribución, fabricantes y desarrolladores de proyectos de energía renovable y fabricantes de tecnología de redes y sistemas.
España	Mercado de largo plazo, Mercado spot y mercado intradiario y de ajustes (SSCC), en el cual se incluye el AGC.	Se incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación de frecuencia/potencia primaria, secundaria y terciaria.	La reserva primaria no tiene remuneración adicional. La reserva secundaria remunera capacidad y energía. La reserva terciaria sólo se remunera por energía	25%	Uninodal	Sin información.	Se creó el Centro de Control de Energías Renovables, único centro de control del mundo para la integración segura de energías renovables en el sistema eléctrico.
PJM	Mercado abierto de capacidad, subastas anuales. Mercado de energía y SSCC basado en ofertas. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.	Regulación, reserva sincronizada y reserva primaria: Incluye a la reserva sincronizada y no sincronizada.	Servicios son remunerados por capacidad [USD] y por energía [USD/MWh]	1,42%	Precios marginales nodales de energía (LMP)	Sin información.	Creó el Subcomité de Recursos Intermitentes (Intermittent Resources Subcommittee), para examinar los problemas operativos, de confiabilidad y de mercado, específicamente para recursos variables; implementó cambios en su software de operación para facilitar la gestión de recursos eólicos

País	Mercados	Servicios de Balance	Remuneración de servicios de balance	Participación solar y eólica en capacidad instalada		Consecuencias	Iniciativas actuales para afrontar el problema
CAISO	Mercado de capacidad. Mercado de energía de largo plazo y Mercado spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, el mercado intradiario y el mercado de SSCC. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.	6 tipos de productos: regulación hacia arriba, regulación hacia abajo, regulación de recorrido hacia arriba, regulación de recorrido hacia abajo, reserva en giro y reserva detenida.	Servicios son remunerados por capacidad [USD] y por energía [USD/MWh]	22%	Precios marginales nodales de energía (LMP)	0,27 [USD/MWh]. Los costos totales en 2015 fueron de 62 [MMUSD] representando un 0,7% respecto del costo de la energía. Con el aumento de renovables, estos costos aumentaron a 119 y 172 [MMUSD], en los años 2016 y 2017, respectivamente.	CAISO creó el Programa de Participación de Recursos Intermitentes (PIRP, por sus siglas en inglés). CAISO ha enfocado sus esfuerzos en desarrollar métodos de pronóstico, especialmente de generación eólica y fotovoltaic AISO ha enfocado sus esfuerzos en desarrollar métodos de pronóstico, especialmente de generación eólica y fotovoltaica.
Chile	Mercado de Largo Plazo, Mercado de energía, Mercado de capacidad. A partir de 2020, Mercado de Balanca (SSCC).	Control primario, secundario y terciario de frecuencia. Desconexión de carga y generación	Remuneración adicional por prestación de SSCC, pago por energía por uso	28%	Uninodal	No se tiene información real. De acuerdo a proyecciones de costos de operación del sistema eléctrico, para el 2028 el sobrecosto que implicará la entrada de renovables se calcula en 14% aproximadamente.	Nueva Política Energética: Energía 2050, con foco en energía renovable, garantizando la inclusión segura de estas fuentes de generación en su matriz energética.
Colombia	Mercados de Energía y confiabilidad, Mercado de energía de contratos de mediano plazo y spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, Mercado de RSF (AGC) se optimizan secuencialmente Energía y reservas.	Servicios de regulación primaria y secundaria, en este último hay un mercado que se presta exclusivamente por la tecnología hidráulica	La reserva primaria no se remunera, pero se penaliza en caso de incumplimiento. La reserva secundaria se remunera por energía y Disponibilidad para prestar el servicio	0.17%	Uninodal	N/A	A través de la CREG, se están realizando diversos estudios que fundamenten los cambios que conllevará la transformación del mercado de energía, de cara a las nuevas tecnologías de generación.

Fuente: Elaboración propia con información de CREG (2018), Red Eléctrica de España (s.f.), PJM (2017), Dena (S.f.), Ministerio de Energía de Chile (2019), GIZ (2016).

6. CONCLUSIONES

El panorama de los sistemas eléctricos mundiales apunta hacia cambios disruptivos. El calentamiento global, cada vez más evidente en fenómenos naturales, ha retado a los países a repensar sus fuentes de generación de energía, volcando su mirada hacia tecnologías limpias que permitan cumplir con metas ambientales ambiciosas pero urgentes para sus consecuencias. Estudios de La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) indican que las energías renovables pueden superar 60 % del consumo de energía final total de muchos países, afirmando, además, que en el caso de la Unión Europea podría alcanzarse un 70%.

La situación de Colombia no es muy distinta, y es que a pesar de que el país cuenta con una de las matrices energéticas más limpias mundialmente, problemas de cobertura en zonas no interconectadas, así como inconvenientes principalmente sociales para emprender nuevos proyectos hidroeléctricos de grandes magnitudes, pese a su potencial, dirigen las miradas de los inversionistas y de los gobernantes hacia fuentes no convencionales de generación de energía. El actual gobierno se ha planteado como meta tener 1.500 MW de capacidad instalada en fuentes renovables no convencionales en los próximos cuatro años. Para 2030, aspira lograr que el 15% del consumo de energía provenga de estas tecnologías.

No obstante, es importante que la transición hacia estas fuentes no convencionales tenga la preparación adecuada, la cual puede soportarse en experiencias de países que ya cuentan con una penetración importante de estos recursos de generación, aplicando buenas prácticas que han utilizado y evitando caer en errores que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema o conllevar altos costos para la demanda.

De esta manera, se identifican elementos claves a tener en cuenta en la regulación y operación del sistema eléctrico colombiano, de manera que se controlen los impactos de estas nuevas tecnologías en la operación:

- Los cambios en el sistema eléctrico colombiano deben buscar que haya coherencia entre los mercados de energía y los servicios complementarios. Desde ahora, cuando apenas inicia la incorporación de estas nuevas fuentes de energía y con ellas el aumento de la demanda en servicios complementarios como el AGC, deben darse las condiciones para que haya coordinación entre ambos.
- Con una planificación más avanzada, se requiere menos servicios complementarios. La instalación de estas nuevas plantas debe acompañarse del desarrollo de sistemas de pronósticos que permitan prever las cargas que aportarán, además de tener información precisa respecto al consumo esperado. Este elemento representa un reto para Colombia, dadas sus condiciones climáticas; sin embargo, se requerirá de mayor especialización y conocimiento de los entornos en los cuales las plantas sean instaladas y de implementar incentivos para el pronóstico del consumo.
- Las experiencias internacionales nos muestran que la división del mercado responde mejor a las necesidades de programación de estos recursos intermitentes. En este sentido, ANDESCO hizo una serie de recomendaciones respecto a cambios en el MEM para responder a las nuevas necesidades del mercado de energía, incluyendo su separación en cuatro mercados independientes con compromisos vinculantes: mercado del día anterior, mercado intradiario, mercado de balance y, específicamente, un mercado de regulación secundaria de frecuencia (ANDESCO, 2016).
- Pese al desarrollo cada vez mayor de las baterías, los embalses siguen siendo la forma más económica de almacenar energía. Las plantas hidroeléctricas actuales pueden aprovecharse para complementar fuentes intermitentes, aportando confiabilidad al sistema y abasteciéndolo en horas de bajos aportes de estas nuevas tecnologías.

7. BIBLIOGRAFÍA

Albadi, M., El-Saadany, E. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78. Recuperado de <https://squ.pure.elsevier.com/en/publications/a-summary-of-demand-response-in-electricity-markets>

Amann, G. (2017, mayo 24). *La regulación es absolutamente necesaria en la transformación del sector eléctrico*. Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/guillermo-amann-la-regulacion-es-absolutamente-necesaria-en-la-transformacion-del-sector-electrico/>

Assefh, P. (2018, julio 11). Más renovables que carbón en Alemania. *Por primera vez en su historia, las fuentes limpias superaron a la fósil en la generación eléctrica*. El Cronista. Recuperado de: <https://www.cronista.com/especiales/Mas-renovables-que-carbon-en-Alemania-20180711-0018.html>

Arranz, I. (2016). La transición energética en Alemania. *Energiewende*. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Berlín. Recuperado de: <https://www.icex.es/icex/GetDocumento?dDocName=DOC2016682073&urlNoAcceso=/icex/es/registro/iniciarsesion/index.html?urlDestino=http://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/estudios-de-mercados-y-otros-documentos-de-comercio-exterior/DOC2016682073.html>

Banco Interamericano de Desarrollo (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Recuperado de: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Análisis-del-impacto-del-incremento-de-la-generación-de-energ%C3%ADa-renovable-no-convencional-en-los-sistemas-eléctricos-latinoamericanos.pdf>

Consejo Nacional de Operación. (2017). *Requisitos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – AGC*. Recuperado de: https://www.cno.org.co/sites/default/files/archivosAdjuntos/anexos_1_y_2_acuerdo1023.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995) Resolución 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2016) Resolución 039 de 2016. Por la cual se modifica, aclara y simplifica la Resolución CREG 029 de 2016. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/279f5774746ed5ca05257f7e007b689a/\\$FILE/Creg039-2016.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/279f5774746ed5ca05257f7e007b689a/$FILE/Creg039-2016.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2016). Documento CREG-004B. *Propuesta para la implementación de un despacho vinculante*. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d4455205257fda007e3fc3/\\$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-004B.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d4455205257fda007e3fc3/$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-004B.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). Circular CREG 008 de 2019. *Análisis de los Servicios Complementarios para el SIN*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). Documento CREG 026. *Análisis de comentarios a la Resolución CREG 121 de 2017: Autogeneración a Pequeña Escala y Generación Distribuida*. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/D-026-18%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/D-026-18%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018) Resolución 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

De Elejalde, R., Ponce, C. (2016). *Los desafíos de la intermitencia de las energías renovables no convencionales*. Revista Observatorio Económico No. 111. Recuperado de: <http://fen.uahurtado.cl/2016/noticias/los-desafios-de-la-intermitencia-de-las-energias-renovables-no-convencionales/>

Deutsche Energie-Agentur (s.f.). Ancillary Services. Recuperado de: <https://www.dena.de/en/topics-projects/energy-systems/electricity-grids/ancillary-services/>

Deutsche Energie-Agentur (2014). Ancillary Services Study 2030. *Summary of the key results of the study "Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy"*. Recuperado de: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030/dena_Ancillary_Services_Study_2030_-_summary.pdf

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit - GIZ. (2016). *Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile*. Recuperado de: <http://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Pronosticos-de-la-generacion-renovable-eolica-y-solar-fotovoltaica-2016.pdf>

ECODIE. *CNE: Chile superará sus metas de energía renovable a 2025*. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Recuperado de: <https://www.ecodie.cl/cne-chile-superara-sus-metas-de-energia-renovable-a-2025/>

ENEL (2018, diciembre 18). *Energía renovable: California es el paraíso ecológico*. Recuperado de: <https://www.enel.com/es/historias/a/2018/12/energia-renovable-california-innovacion-proteccion-ambiental>

Energía y Sociedad. (2017). ¿Cuál es realmente el precio de la electricidad en Alemania?. Boletín No. 171. Feb. 2017. Recuperado de: http://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/2017/02/NL_Precio-electricidad-Alemania.pdf

Enernews (2018, diciembre 26). España pone fin al “impuesto al sol” y revive el negocio de la generación distribuida. Recuperado de: <http://www.enernews.com/nota/320255/espana-pone-fin-al-impuesto-al-sol-y-revive-el-negocio-de-la-generacion-distribuida>

Epex Spot (s.f.). Recuperado de: <http://www.epexspot.com/en/>

Environmental Protection Agency. (2019). *Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts*. Recuperado de: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>

Barrero, F., Milanés, M., González, E., González, P. Roncero, C. (2015). El control de potencia y frecuencia en los sistemas eléctricos multitarea. Revisión y nuevos retos. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 12, 357-364. Recuperado de: <https://core.ac.uk/download/pdf/82122685.pdf>

Gas Natural Fenosa. (2016). Generación eléctrica distribuida y autoconsumo. *Propuestas regulatorias y empresariales*. Recuperado de: http://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2016/02/6.-Javier-Latorre-Autoproduccion_Jornada_Fundacion_Gas_Natural_PamplonaWEB.pdf

Gómez, V., Hernández, C., Rivas, E. (2018). La influencia de los niveles de penetración de la generación distribuida en los mercados energéticos. *Información Tecnológica*, 29

(1), 117-128. Recuperado de: <https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v29n1/0718-0764-infotec-29-01-00117.pdf>

Gundlach, J., Webb, R. (2018). *Distributed energy resource participation in wholesale markets: lessons from the California ISO*. Recuperado de: <http://columbiaclimatelaw.com/files/2018/05/Gundlach-and-Webb-2018-05-DER-in-Wholesale-Markets.pdf>

Hu, J., Harmsen, R., Crijins-Graus, W., Worrel, E., van den Broke, M. (2018). Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 81, Part 2, January 2018, Pages 2181-2195. Recuperado de: <https://www-sciencedirect-com.ezproxy.eafit.edu.co/science/article/pii/S136403211730967X>

Instituto de Investigación Tecnológica – IIT. Universidad Pontificia de Comillas. (2018). *Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance*. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/17fc408fbd7443ce05258340004e9965/\\$FILE/Circular087-2018%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/17fc408fbd7443ce05258340004e9965/$FILE/Circular087-2018%20Anexo1.pdf)

Instituto de Investigación Tecnológica – IIT. Universidad Pontificia de Comillas. (2018). *Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios*. Informe final. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0edaf699c80912270525838c0076bc35?OpenDocument>

Klessman, C., Nabe, C., Burges, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, *Energy Policy*, Volume 36, Issue 10, October 2008, Pages 3646-3661. Recuperado de: <https://www-sciencedirect-com.ezproxy.eafit.edu.co/science/article/pii/S0301421508002978>

Ledesma, P. (2008). Regulación de frecuencia y potencia. Universidad Carlos III de Madrid. Recuperado de: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP.pdf

Levine, J. (17 de febrero, 2018). Does California Offer a National Model For Energy Storage Rules?. *Inside Energy & Environment*. Recuperado de: <https://www.insideenergyandenvironment.com/2018/02/does-california-offer-a-national-model-for-energy-storage-rules/>

Congreso de la República. (1994). Ley 142 de 1994. Diario Oficial No. 41.433, Bogotá - Colombia, 11 de julio de 1994. Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

Congreso de la República. (1994). Ley 143 de 1994. Diario Oficial No. 41.433, Bogotá - Colombia, 12 de julio de 1994. Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Congreso de la República. (2014). Ley 1715 de 2014. Diario Oficial No. 49.150, Bogotá - Colombia, 13 de mayo de 2014. Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Muñoz, G. (2017). *Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation and reliability*. (Tesis doctoral). Universidad de Castilla – La Mancha, Ciudad Real, Cdad. Real, España. Recuperado de: <https://ruidera.uclm.es/xmlui/bitstream/handle/10578/16481/TESIS%20Muñoz%20Delgado.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Muñoz, G., Contreras, J., Arroyo, J. (2015). Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30, 2579–2590. Recuperado de: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6966819>

Natural Resources Defense Council – NRDC y Asociación Chilena de Energías Renovables – ACERA (2013). Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile. Recuperado de: <https://www.nrdc.org/sites/default/files/chile-ncre-report-sp.pdf>

Palacios, C. (2017). *Diseño de esquema de asignación y remuneración del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) para mejorar la eficiencia en la formación del precio de electricidad en Colombia*. (Tesis de maestría). Universidad EAFIT, Medellín, Antioquia, Colombia. Recuperado de: <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/11998>

Pica, A., Sauma, E. (2015). *Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes*. Centro de Políticas Públicas – UC. Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado de: <https://politicaspublicas.uc.cl/wp-content/uploads/2015/09/N%C2%B0-81-Los-desaf%C3%ADos-de-la-utilizaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADas-renovables-no-convencionales-intermitentes.pdf>

PJM (2017). *PJM's Evolving Resource Mix and System Reliability*. Recuperado de: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170330-pjms-evolving-resource-mix-and-system-reliability.ashx>

PJM (2017). *PJM's Support for Variable Resources*. Recuperado de: <https://learn.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/support-variable-resources.ashx>

Pontificia Universidad Católica de Chile (s.f.) Evaluación de costos de regulación de frecuencia. Recuperado de: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/regfrec/INICIO.html>

Red Eléctrica de España (2018). Las energías renovables en el Sistema Eléctrico Español. Recuperado de:

https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf

Revista ELECTRICIDAD (2018, enero 17). *Cómo crece la generación distribuida en Chile*. Recuperado de: <http://www.revistaei.cl/reportajes/como-crece-la-generacion-distribuida-en-chile/#>

Revista ELECTRICIDAD (2018, abril 3). *Estudio internacional plantea cinco puntos para aumentar participación de ERV*. Recuperado de: <http://www.revistaei.cl/2018/04/03/estudio-internacional-plantea-cinco-puntos-para-aumentar-participacion-de-erv/>

RTO Insider. (2017, mayo 10). Monitor Report Shows Sharp Decline in CAISO Costs. Recuperado de: <https://www.rtoinsider.com/caiso-ancillary-services-costs-42872/>

Secretaría General de Energía. (2006). Resolución de 13 de julio de 2006. Por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/RES_PO_1.5.pdf

Southern California Edison – SCE (2018) *CAISO's Role in California Wholesale Markets*. Recuperado de: <https://www.sce.com/business/generating-your-own-power/Grid-Interconnections/The-California-Independent-System-Operator--CAISO----Wholesale-Markets>

Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC (2017). *Genera tu propia energía*. Recuperado de: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL

Stetz, T., Appen, J., Niedermeyer, F., Scheibner, G., Sikora, R., Braun, M. (2015). Twilight of the Grids: The Impact of Distributed Solar on Germany's Energy Transition, *IEEE Power and Energy Magazine*, 13, 50-61. Recuperado de: <http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.eafit.edu.co/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7048036&isnumber=7047989>

Unidad de Planeación Minero-Energética (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2015). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. Recuperado de: https://www.minminas.gov.co/documents/10192/24027269/004_presenta_plan_nal_energetico_col.pdf/4fde255c-9899-4b2e-91e4-0f6b80667675

Wang, W., Chu, X., Xiao, K. (2018). A Distributed Economic AGC Strategy Integrating Dynamic Demand Response. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, OR, 2018, 1-5. Recuperado de: <http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.eafit.edu.co/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8585876&isnumber=8585734>

Wang, J., Zhong, H., Xia, Q., & Kang, C. (2018). Optimal Planning Strategy for Distributed Energy Resources Considering Structural Transmission Cost Allocation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), 5236. Recuperado de: <http://ezproxy.eafit.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edb&AN=131487139&lang=es&site=eds-live&scope=site>

XM (2018). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017. Recuperado de: <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/Default.aspx>