

# Primary Frequency Control in an Ancillary Services Market in Real Time and its Relationship with Solar-Wind Generation

K. Balzer and D. Watts., *Member, IEEE*

**Abstract**— In Chile, the operation and market of renewable solar-wind generation and conventional gas-coal-diesel-hydraulic generation is made up of two electric generation systems that are managed in a complementary manner and currently interconnected under the name of “Sistema Eléctrico Nacional”, counting on the greatest potential and solar development in South America. However, the real-time operation is carried out by the Dispatch and Control Center, which treats them as two independent electrical generation systems in terms of supervision and control. The system faces the challenge associated with the massive potential and development of solar-wind generation concentrated in the northern area of Chile. This creates difficulties in its technical operation, especially in frequency control and the complexity of modeling in real-time the changing market for complementary services. Therefore, the primary frequency control is the complementary service that acts as the first action and line of defense to allow the system to integrate large blocks of renewable energy. It is necessary to deliver a minimum of dynamic reserves in times of ten seconds and five minutes to avoid the operation of stages of load disconnection / generation due to low / over frequency in front of large power disconnections of gas-fired plants (520 MW), hydraulic of reservoir (700 MW) and coal (380 MW) or loss of demand from large mining processes (300, 500 and 600 MW) for systemic frequency variations that should not exceed  $\pm 0.7$  [Hz].

**Index Terms**—Ancillary Service, Primary Control Frequency, Renewable Generation, Real Time Operation.

## I. INTRODUCCIÓN

La generación solar-eólica integrada al control primario de frecuencia (CPF) es fundamental para sustituir la inercia de la generación convencional del Sistema Eléctrico Nacional en Chile [1] [2]. En Sudamérica no existen inversiones adicionales en tecnologías aplicadas a los mecanismos de CPF como en otros países de mayor desarrollo en Europa y Norte América. Sin embargo, Chile es pionero en las normativas de los mercados de servicios complementarios (SSCC), exigiendo la participación del CPF adecuando sus controles y diseños en el corto plazo [3].

El masivo potencial de la generación solar-eólica y las bajas demandas, dificultan la operación en tiempo real, sometiendo

frecuentemente a las centrales de generación convencional a la operación en su potencia mínima de generación (mínimo técnico). Esta acción provoca vertimiento de recurso renovable (Reducción de generación económica) en forma de prorrata generalizada por zona eléctrica, para amortiguar el sistema con inercia rotacional con las mínimas reservas para CPF [4] [5]. Esto significa que el sistema eléctrico queda sin posibilidad de reasignar reservas primarias al recurso renovable, debido a su ineficiente desarrollo tecnológico para este tipo de servicio complementario, provocando valores nulos del costo marginal en todas las barras del sistema (0 USD/MWh). De esta forma, la noticia de Chile entregando grandes bloques de energía solar gratuita ha recorrido el mundo, mermando los beneficios y la sustentabilidad de esta tecnología.

En el mediano plazo la proyección futura de la generación solar en los primeros cinco años contempla una potencia instalada que duplicará la generación actual, llegando a valores cercanos a los 7000 (MW) y que representa más de un 70% de la demanda actual. Por otra parte, el débil crecimiento de la demanda de clientes libres y regulados, sumada a una alta penetración de generación solar, impactan de forma inminentemente al sistema en el riesgo de blackout total o parcial por el efecto rampa o “Curva pato” [6] [7]. Esta situación evidencia la inseguridad del sistema a causa de la baja penetración de energías renovables con capacidad para aportar reservas en el control primario de frecuencia (Fig. 1).

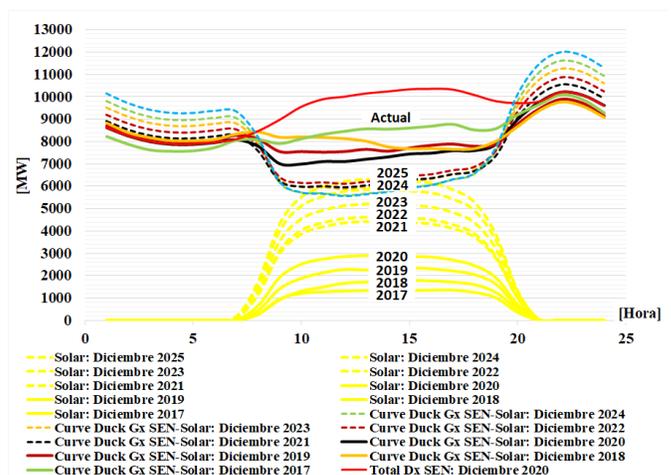


Fig. 1. Caso en Chile que describe la Curva Pato con la Generación Solar en tiempo real desde año 2017-2020 integrando la proyección de crecimiento de Demanda (Dx) y Gx Solar desde el año 2021-2025.

K. Balzer es alumno de Doctorado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Calle Vicuña Mackenna 4860, Santiago, Chile (e-mail: kbalzer@uc.cl).

D. Watts es profesor y académico investigador en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Calle Vicuña Mackenna 4860, Santiago, Chile (e-mail: dwatts@ing.puc.cl).

El objetivo de este trabajo es presentar la integración de la generación renovable del tipo solar-eólica al mercado de los servicios complementarios para control primario de frecuencia (CPF). Para integrar al mercado de los SSCC la generación renovable y convencional en la operación en tiempo real se propone una metodología que consiste en reasignar a toda la generación disponible los déficits de reservas destinadas para control primario de frecuencia. Esto se realiza mediante un criterio económico de minimización de costos que se aplica en el despacho mediante *instrucción directa*. Este consiste en estudiar el conjunto de centrales de generación (Candidatas) con costos marginales más cercanas al costo marginal horario proyectado en tiempo real para el sistema. Observando la tendencia de la demanda y la incertidumbre del recurso renovable, se toma la acción que minimiza el costo adicional de operación en el mercado de la energía basándose en el costo marginal horario del predespacho.

Por lo tanto, proponer una asignación de reservas para el CPF al recurso de generación solar-eólica [7], evitaría despachar las centrales hidráulicas de embalse, que usualmente están declaradas en estado de agotamiento (Sequía) y el uso de las centrales a carbón (Emisiones contaminantes) que se encuentran en una etapa de retiro por el plan de la descarbonización [8], en donde además se puede retirar toda la generación térmica a gas que se encuentra en estado de operación a mínimo técnico innecesariamente, aprovechando la flexibilidad técnica que ofrecen en los tiempos mínimos de operación y detención.

La generación solar-eólica también tiene capacidad de ejercer control de tensión (CT), como un requisito técnico que se exige ante la entrada en operación y que forma parte de un servicio complementario dinámico. Los montos máximos de la generación solar-eólica en potencia reactiva que se registran en la operación en tiempo real para controlar la tensión en las barras de 220-500 [kV] varían desde los  $\pm 60$  [MVar] de inyección/absorción con magnitudes de tensión que varían del orden de los  $\pm 5$  [kV].

La generación convencional térmica a gas asume mayoritariamente las asignaciones de reservas para CPF, con una excelente respuesta dinámica de reserva en un tiempo de activación en diez segundos (CPF-10s) y un tiempo de máxima entrega hasta cinco minutos (CPF-5min). Esta reserva horaria supera los 327 [MW]. Además, esta acción mitiga favorablemente la situación energética ambiental (sequía y descarbonización) del país [8], que deriva de la generación convencional hidráulica-carbón (Fig. 2).

Finalmente se utiliza una metodología económica de reasignaciones instruidas en forma directa, basadas en el costo marginal horario proyectado, que describe casos de estudios ocurridos en la operación en tiempo real. Esta logra demostrar una efectividad del orden de 40 al 100% de la reserva para control primario de frecuencia que responde en un tiempo de activación a los diez segundos (CPF-10s) en la generación térmica a gas. Seguidamente de la generación hidráulica que evidencia una efectividad del orden de 70 al 100% de la reserva primaria, que es capaz de actuar en un tiempo máximo de entrega hasta los cinco minutos (CPF-5min) respectivamente.

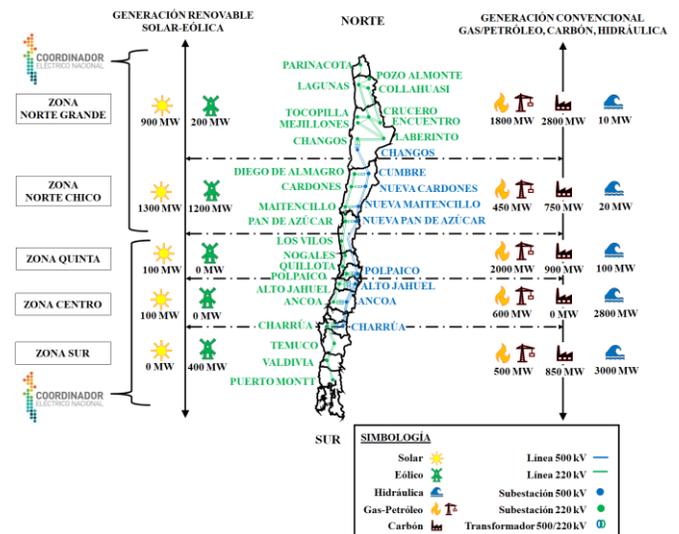


Fig. 2. Unilineal simplificado del Sistema Eléctrico Nacional de Chile que detalla la generación renovable y convencional instalada por zonas eléctricas.

## II. INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE AL MERCADO INTERNACIONAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Chile es uno de los referentes mundiales en el desarrollo de las energías renovables, con una masiva generación solar, que desafía los tradicionales mecanismos de remuneración del mercado, partiendo desde la inversión, venta de energía, costo de operación y hasta llegar a los incentivos económicos a los nuevos modelos de servicios complementarios dedicados al control de frecuencia [9]. Además, al igual que en otros países de mayor desarrollo, se encuentran los desafíos de los despachos de centrales para optimizar los intercambios de flujos de potencia [10], para evitar desacoples de costos marginales y garantizar los criterios de seguridad N-1 con los niveles mínimos de inercia sistémica [11], ante el masivo ingreso de la generación renovable.

La situación operacional de este sistema dominado por fuentes variables provoca elevadas pendientes de tasas de cambio de frecuencia, comprometido la seguridad del sistema, evidenciando la insuficiencia de la reserva destinada al control primario de frecuencia [12]. Acá, el operador del sistema tiene la complejidad en restablecer rápidamente la frecuencia, debido a la incertidumbre de la generación renovable, que desafortunadamente típicamente no cuenta con un mecanismo de control en el regulador de velocidad para aportar al CPF [13]. Lamentablemente, las inversiones adicionales que se requieren para implementar un control moderno que participe en el mercado de servicios complementarios (SSCC) son distantes para la economía del propietario de la central en generación solar-eólica. Sin embargo, se propone ajustar los modelos de control en la generación eólica con el fin de evaluar los esfuerzos mecánicos y económicos que significan para el propietario [13]. En cuanto a la participación en el mercado económico para SSCC, las tecnologías de almacenamiento de energía (BESS) y la participación de la demanda (reduciendo consumo las cargas no críticas) integrados en contratos bilaterales y/o procesos de subastas, son una alternativa

eficiente para el mercado [14] [15].

Actualmente, en varios países de mayor desarrollo energético los operadores independientes del sistema (ISO) catalogan el CPF como un mercado que tiene una prestación económica y su control es un requisito técnico obligatorio previo a la entrada en operación comercial de los generadores. La generación convencional térmica a gas se centra en repotenciar su mecanismo de operación, para integrarse al mercado de los SSCC con reserva primaria, adecuando un ajuste en el modo de control, quedando habilitado el CPF, mediante la respuesta dinámica en el eje rotacional del gobernador de la turbina [16] [17]. La contraparte económica de la generación convencional, sin duda alguna, es la generación renovable que se integra al mercado de SSCC para CPF con propuestas novedosas, como la conexión mediante líneas alta tensión en corriente continua (HVDC) y convertidores de corriente continua/alterna (DC/AC), pero que generan elevados costos de inversión [16] [17]. Caso similar en estudios preliminares, los costos elevados de inversión en BESS generaban un rechazo económico como las primeras tecnologías nuevas en apoyar al CPF de la generación con eje rotacional del tipo (gas, diesel, carbón e hidráulica), pero que de a poco han ido desplazando la inercia sistémica de la generación convencional y reduciendo sus costos de inversión, más aún que se están utilizando para mitigar rampas de energías renovables y ser usados en desviaciones de demanda [18].

Es importante destacar que las primeras centrales de generación eólica no formaban parte ni fueron pensadas para incentivar o integrarse al mercado de los servicios complementarios (SSCC), para la provisión de inercia sistémica, respuesta dinámica rápida ante las variaciones de frecuencia y/o control de tensión [19]. Sin embargo, romper el paradigma de integrar la generación renovable al mercado de servicios complementarios (SSCC) para regular frecuencia y control de tensión (CT), significa realizar una inversión adicional en los tradicionales modelos de control de velocidad, por sobre el costo de generar energía. Esta condición económica se valida ante un mercado segmentado de servicios complementarios (SSCC), para un futuro de corto plazo en control de frecuencia primario y secundario no vinculantes económicamente [20] [21], con el objetivo de evitar condiciones de monopolio.

Finalmente, más allá de las tecnologías y de los diversos diseños de los mercados de los servicios complementarios, es importante tener presente que estos mercados se están consolidando en varios países de Norte América y Europa, pero con diferentes estructuras y metodologías. La sustentabilidad económica de los servicios complementarios provistos por la generación renovable y convencional es muy importante y se ha visto abordada a través de varios modelos. Las alternativas de organización del sector que se pueden aplicar son múltiples y varían desde modelos económicos basados en licitaciones [22], mecanismos compensatorios por servicios [23], ofertas previas u ofertas finales utilizando el concepto de “Gate closure” [24] o un modelo de regresión de precios uniformes entre el mercado de energía y SSCC [25]. También se debe velar por el cumplimiento económico de las subastas horarias, mediante

incentivos y/o penalizaciones que evalúan el factor de desempeño de la generación renovable y convencional destinada al control de frecuencia [26] [27]. En estos casos, la modelación económica (Secuencial, Simultanea y Co-Optimización) juega un rol fundamental para una convergencia y un punto de equilibrio entre el mercado de energía y el mercado de los servicios complementarios [28], para transparentar los costos y los contratos a los futuros inversionistas [29], ante las normas de mercados para servicios complementarios en confiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico, etc.

### III. FUNDAMENTOS HISTÓRICOS DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA EN CHILE

El control primario de frecuencia (CPF) en el sistema eléctrico de Chile, se aplicaba tradicionalmente con generación convencional, donde prevalecía la débil flexibilidad técnica de estas plantas, sin ninguna normativa de mercado, frente a una desafiante acelerada penetración de la generación renovable solar-eólica. Es crítico mencionar que la constante e inflexible generación térmica gas-carbón en la zona eléctrica del Norte Grande y Norte Chico de Chile, su complejidad en la operación en tiempo real con los ajustes de estatismos (en rangos de 12 al 3% de estatismo) e inercia, eran insuficientes de amortiguar las variaciones de la generación renovable y de los grandes consumos que derivan de los procesos de la minería. Sin embargo, la acción que se utilizaba para mitigar la débil flexibilidad técnica de las centrales térmicas ante perturbaciones era mediante un control primario de frecuencia con reserva distribuida en toda la generación convencional disponible, utilizando diversos niveles de estatismos, sin ninguna normativa de operación ni de mercado.

#### *A. Operación del Control Primario de Frecuencia sin Reglamento de Mercado ante el Auge Masivo de la Generación Solar-Eólica*

La distribución del control primario de frecuencia (CPF) para la generación térmica carbón-gas se usaba como un 7% de la potencia máxima, por lo tanto, la unidad quedaba operando en un nivel inferior de su generación máxima (Potencia de despacho máxima). Es decir, una central que tiene 100 [MW] de potencia máxima, se debe ajustar a un equivalente de 93 [MW] como potencia de despacho máxima, quedando un aporte total de  $\pm 7$  [MW] para CPF. Por lo tanto, para un sistema de generación térmico carbón-gas, los montos de reserva aplicados al CPF deben ser superiores o iguales a 140 [MW] durante todo el día de operación y tienen que estar distribuidos en toda la generación térmica convencional que se encuentra en servicio.

A continuación, se analiza un caso real ocurrido el 01-06-2016 a las 04:46 horas (Fig. 3) que describe el comportamiento de la frecuencia para un sistema con alta presencia de generación térmica carbón-gas, cuando se produce la falla y desenganche (trip) de una central a carbón con 273 [MW]. La frecuencia desciende a 48,94 [Hz], provocando la operación automática de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC-BF) en el primer escalón. Además, la frecuencia se restablece a los 49,40 [Hz]. Esta situación indica que la reserva

del CPF aporta 90 [MW]. Este valor de potencia se obtiene empíricamente para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN), que define el operador del sistema, debido a la experiencia en situaciones de fallas sistémicas, donde la frecuencia incursiona variaciones de 20 [MW] por cada 0,1 [Hz] respectivamente. Finalmente, se tiene 140 [MW] destinados a reserva teórica para CPF y la realidad muestra que aporta un máximo de 90 [MW] en reserva para CPF a causa de los elevados estatismos de las centrales de generación, de lo contrario se habría evitado la operación del (EDAC-BF).

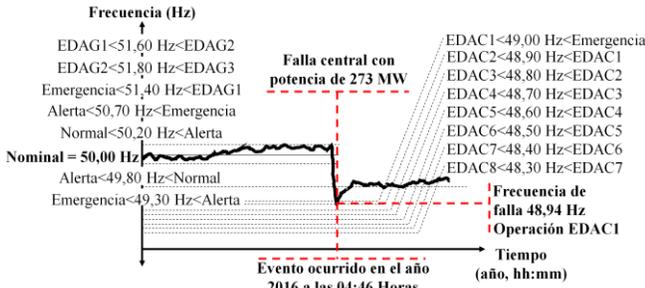


Fig. 3. Respuesta del CPF ante una falla real en generación térmica a carbón con un desenganche (trip) de 273 [MW] y una frecuencia de caída mínima de 48,94 [Hz], para un evento ocurrido el 01-06-2016 que evidencia la obsoleta operación del CPF.

#### IV. METODOLOGÍA EN TIEMPO REAL MEDIANTE EL COSTO MARGINAL PROYECTADO

La metodología propuesta consiste en reasignar el mercado de los servicios complementarios en la operación en tiempo real, utilizando la generación convencional disponible, para los déficits de reservas destinadas al control primario de frecuencia (CPF). Esto se realiza asignando una subdivisión de reservas primarias que actúan en tiempos de diez segundos hasta los cinco minutos, en proporción a los porcentajes de respuestas dinámicas de los estatismos de cada central. El modelo de asignación de reservas primarias se aplica mediante instrucción directa y consiste en seleccionar las centrales de generación (Candidatas), que se encuentran cercanas al costo marginal sistémico horario proyectado. Utilizando como condición inicial, la evolución de la demanda e incertidumbre del recurso renovable, se busca minimizar el impacto económico en el mercado de la energía elaborado mediante un predespacho.

Por lo tanto, los requerimientos mínimos de potencia activa que deben cumplir las reservas del CPF para subir/bajar generación, para variaciones de frecuencia superiores a los  $\pm 0,7$  [Hz], se dividen en dos tipos de reservas. La primera corresponde a una reserva dinámica superior a los 215 [MW] en un tiempo de activación de diez segundos (CPF-10s). Para este tipo de requerimiento de reserva (CPF-10s), las centrales más comunes son del tipo térmica gas-carbón (Kelar, Tocopilla, San Isidro, Atacama, Cochrane, Ventanas, Nueva Ventana, Campiche, etc.) e hidráulica de embalse-pasada (Pehuenche, Antuco, etc.) y sus aportes son del orden de los 20 a 40 [MW].

En segundo lugar, corresponde a una reserva dinámica superior a los 327 [MW] en un tiempo de respuesta hasta los cinco minutos (CPF-5min). Para este tipo de requerimiento de reserva (CPF-5min), las centrales más comunes son del tipo

térmica gas-carbón (Kelar, Tocopilla, Mejillones, Atacama, San Isidro, Cochrane, Ventanas, etc.) e hidráulica de embalse-pasada (Pehuenche, El Toro, Colbún, Pangué, Angostura, Antuco, etc.) y sus aportes son del orden de los 20 a 60 [MW] respectivamente.

#### A. Modelo Teórico Matemático para Reasignar Reservas Simétricas del CPF( $\pm$ ) Subir/Bajar la Generación

A continuación, se detalla el uso de las reservas sistémicas en CPF a cumplir durante todo el periodo de operación, la cual se subdivide en una reserva con respuesta a los diez segundos (CPF-10s) y otra reserva con respuesta a los cinco minutos (CPF-5min).

**Reserva CPF-10s:** Su objetivo evitar que la frecuencia llegue a niveles que podrían activar la operación de los EDAC-BF (Fallas de centrales con potencias máximas de despacho del orden de 300 a 400 [MW]) con un tiempo total de activación a 10 segundos después de ocurrida la contingencia y su cuantificación se realiza considerando una desviación de frecuencia de  $\pm 0,7$  [Hz]. ¡Cumplir Siempre! (Reserva CPF-10s  $\geq \pm 215$  [MW]) (1).

$$RT(\pm)_{Reasignar}^{CPF-10s} = \sum_{n=1}^n Res(\pm)_{n-central}^{CPF-10s} \times \%Resp(\pm)_{n-central}^{CPF-10s} \quad (1)$$

Donde:

$RT(\pm)_{Reasignar}^{CPF-10s}$ : Reserva Total CPF( $\pm$ ) de la  $n$ -central, para reasignar hasta los 10 segundos.

$Res(\pm)_{n-central}^{CPF-10s}$ : Reserva CPF( $\pm$ ) de la  $n$ -central hasta los 10 segundos.

$\%Resp(\pm)_{n-central}^{CPF-10s}$ : Porcentaje de respuesta de la  $n$ -central para CPF( $\pm$ ) hasta los 10 segundos.

**Reserva CPF-5min:** Reserva requerida considerada con un tiempo mínimo de entrega de 5 minutos para contingencia simple. Y su cuantificación se considera una desviación de frecuencia de  $\pm 0,7$  [Hz] y el aporte será la integral bajo la curva en un tiempo de 5 minutos desde concurrida la contingencia. ¡Cumplir Siempre! (Reserva CPF-5min  $\geq \pm 327$  [MW]) (2).

$$RT(\pm)_{Reasignar}^{CPF-5min} = \sum_{n=1}^n Res(\pm)_{n-central}^{CPF-5min} \times \%Resp(\pm)_{n-central}^{CPF-5min} \quad (2)$$

Donde:

$RT(\pm)_{Reasignar}^{CPF-5min}$ : Reserva Total CPF( $\pm$ ) de la  $n$ -central, para reasignar hasta los 5 minutos.

$Res(\pm)_{n-central}^{CPF-5min}$ : Reserva CPF( $\pm$ ) de la  $n$ -central hasta los 5 minutos.

$\%Resp(\pm)_{n-central}^{CPF-5min}$ : Porcentaje de respuesta de la  $n$ -central para CPF( $\pm$ ) hasta los 5 minutos.

La Fig. 4 detalla la trayectoria clásica de un CPF ante variaciones sistémicas de  $\pm 0,7$  [Hz] (Fallas, rampas solares, rampas eólicas, procesos mineros, etc), se tiene que cada unidad generadora tiene que ser capaz de aportar su potencia comprometida en tiempos estipulados (activación y entrega) para participar en el CPF que van desde los 10 segundos hasta los 5 minutos como reservas dinámicas rápidas.

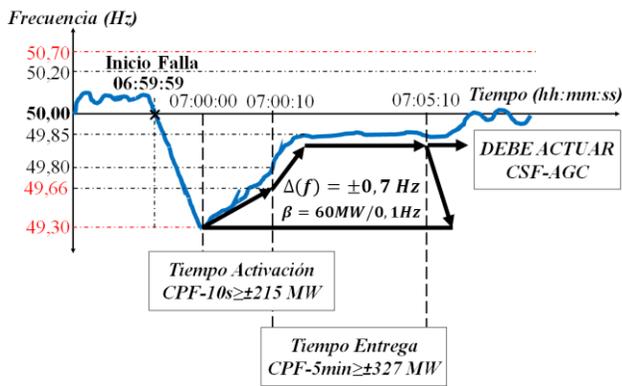


Fig. 4. Trayectoria clásica que describe el comportamiento en tiempo real del CPF(+)/Subir cuando se activan las reservas dinámicas CPF-10s/CPF-5min para variaciones sistémicas de  $\pm 0,7$  [Hz].

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL MODELO DE REASIGNACIÓN PARA CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA EN TIEMPO REAL

Para implementar la metodología de reasignación del CPF mediante instrucción directa, se presentan simulaciones reales ocurridas en la operación del día 20-04-2020, donde se hacen modelaciones con indisponibilidades de centrales para instruir directamente una reasignación del CPF, en un horario de ingreso masivo de generación solar con indisponibilidades de centrales a carbón, utilizando reservas dinámicas que obedecen en tiempos de 10 segundos y 5 minutos.

A. Análisis Numérico del CPF(±) Para Calcular Reservas Dinámicas CPF-10s/CPF-5min

La Fig. 5 muestra una variación de frecuencia  $\Delta(f) = \pm 0,7$  [Hz] y el desempeño del CPF de una central térmica a carbón (MEJILLONES-CTM2\_CAR) que tiene una reserva primaria de 6 [MW] para subir/bajar generación en tiempo real, con un porcentaje de respuesta en reserva primaria de un 28% a los 10 segundos y un 60% a los 5 minutos.

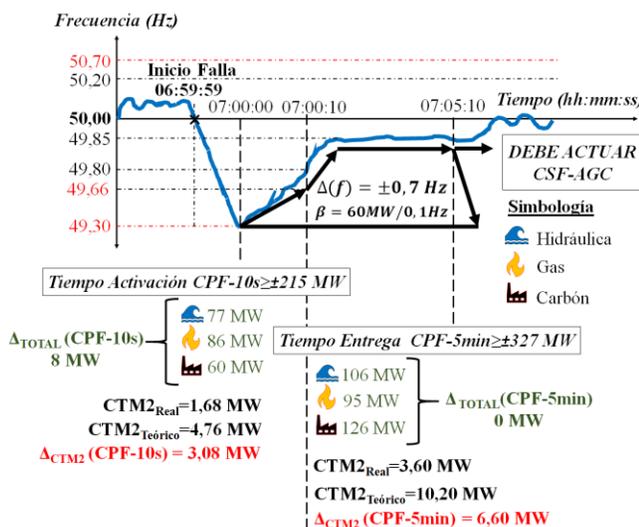


Fig. 5. Desempeño dinámico de la reserva CPF-10s y CPF-5min en potencia activa para una central a carbón (MEJILLONES-CTM2\_CAR) ante una variación sistémica de  $\Delta(f) = \pm 0,7$  [Hz] ocurrida en la operación real del día 20-04-2020.

Central térmica a carbón (MEJILLONES-CTM2\_CAR):

- Reserva CPF-10s =  $(6 [MW] \times 28\%) = \pm 1,68 [MW]$  (Reserva que actúa en un tiempo de activación hasta 10 segundos)
- Reserva CPF-5min =  $(6 [MW] \times 60\%) = \pm 3,60 [MW]$  (Reserva que actúa en un tiempo de entrega hasta 5 minutos)

Mientras que las reservas primarias en tiempo real de toda la generación convencional Hidráulica/Gas/Carbón, corresponden en el siguiente orden, según muestra la Fig. 5.

- Reserva CPF-10s =  $(77/86/60 [MW])$
- Reserva CPF-5min =  $(126/95/106 [MW])$

También, es importante destacar que la central térmica a carbón (MEJILLONES-CTM2\_CAR) tiene una máxima reserva teórica de 17 [MW] para CPF(±) subir/bajar generación, con un aporte en reserva dinámica para CPF-10s =  $\pm 4,76 [MW]$  al 28% y un aporte para el CPF-5min =  $\pm 10,20 [MW]$  al 60% respectivamente (Fig. 5).

B. Minimizar Reservas en Reasignaciones del CPF(±) Utilizando Excedentes Horarios

La Fig. 6 indica que la unidad térmica a carbón (MEJILLONES-CTM1\_CAR) tiene un servicio complementario para la hora 14, con un valor de reserva para CPF(±) = 2 [MW]. Además, se considera un excedente en las reservas dinámicas programadas para ser usadas en los tiempos de 10 segundos y 5 minutos respectivamente. Lo que se traduce matemáticamente en un excedente de reserva primaria con una diferencia a favor en CPF-10s de 13 [MW] y para CPF-5min en 0 [MW], para ser reasignadas en la operación en tiempo real.

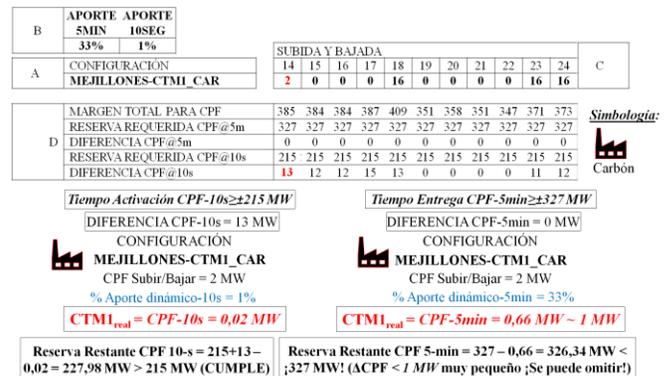


Fig. 6. Detalla los excedentes y los márgenes de reservas en potencia activa del CPF-10s/CPF-5min desde la hora 14, al realizar en tiempo real una reasignación del CPF de la central MEJILLONES-CTM1\_CAR en la operación del día 20-04-2020.

Si la unidad térmica a carbón (MEJILLONES-CTM1\_CAR) deja de aportar su reserva programada CPF(±) = 2 [MW] entonces, se utilizan los excedentes de reservas programadas. Así se puede reemplazar el déficit de las reservas dinámicas de CPF-10s y CPF-5min de la central térmica a carbón (MEJILLONES-CTM1\_CAR). Esto se muestra la Fig. 6.

Central térmica a carbón (MEJILLONES-CTM1\_CAR):

- Reserva CPF-10s =  $(2 [MW] \times 1\%) = \pm 0,02 [MW]$ . (Reserva faltante a los 10 segundos). Existe un excedente de reserva de

CPF-10s=13 [MW]. Por lo tanto, no es necesario reasignar y despachar centrales.

- Reserva CPF-5min =  $(2 [MW] \times 33\%) = \pm 0,66 [MW]$  (Reserva faltante a los 5 minutos). No existe excedente de reserva de CPF-5min=0 [MW]. Sin embargo, se puede omitir la totalidad de su reasignación, debido al monto de potencia es despreciable en su magnitud y no perjudica la seguridad del sistema eléctrico.

### C. Metodología del Modelo Económico para Reasignar en Tiempo Real las Reservas Destinadas al CPF( $\pm$ )

**Enunciado:** El despachador del sistema detecta anomalías técnicas en las centrales térmicas a carbón 1 y 2 (MEJILLONES-CMT1\_CAR y ANDINA-CTA\_CAR), debido al envío de señales erróneas al gobernador de la turbina, lo cual no pueden prestar el servicio de reservas primarias para CPF( $\pm$ ) subir/bajar. Por lo tanto el despachador del sistema toma la decisión en evaluar las centrales candidatas que pueden reemplazar el CPF( $\pm$ ) Subir/bajar de 16 [MW] y 18 [MW] respectivamente, de cada una las unidades térmicas a carbón 1 y 2 (MEJILLONES-CMT1\_CAR y ANDINA-CTA\_CAR).

TABLA 1

RESUMEN DE LA POLÍTICA DE OPERACIÓN (LISTA DE MÉRITO ECONÓMICO) CON LAS CENTRALES CANDIDATAS PARA LA REASIGNACIÓN DE CPF ANTE LA INDISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES A CARBÓN 1 Y 2 (MEJILLONES-CMT1\_CAR Y ANDINA-CTA\_CAR)

Ranking	CENTRALES	Tipo	CMg [USD/MWh]
79	ANDINA-CTA	Carbón	27,3
84	MEJILLONES-CTM3	Gas	28,3
87	COCHRANE-CCH1	Carbón	28,7
88	COCHRANE-CCH2	Carbón	28,7
89	NUEVAVENTANAS	Carbón	29,2
90	GUACOLDA-3	Carbón	29,2
91	GUACOLDA-4	Carbón	29,8
92	CAMPICHE	Carbón	30,2
96	GUACOLDA-1	Carbón	31,4
98	GUACOLDA-2	Carbón	31,7
99	NEHUENCO-2	Gas	32,4
118	CANUTILLAR	Hidráulica	36,9
157	MEJILLONES-CTM1	Carbón	46,3
162	CIPRESES	Hidráulica	47,2
163	COLBUN	Hidráulica	47,2
322	RALCO	Hidráulica	72,2
430	PEHUENCHE	Hidráulica	98,4
431	RAPEL	Hidráulica	98,4

Para complementar la información recibida del centro de control, el despachador se utiliza la lista de mérito económico para identificar la hora y la central que tiene el costo marginal del sistema (CMg), según muestra la Tabla 1. Entonces el despachador identifica el costo marginal (CMg\_real) del sistema para una central térmica a carbón 3 (GUACOLDA-3\_CAR) con valor de 29,2 [USD/MWh] para la hora 7 respectivamente, según Tabla 1.

Lo que significa que para elegir a las centrales candidatas para reemplazar el CPF de las centrales térmicas a carbón 1 y 2

(MEJILLONES-CMT1\_CAR y ANDINA-CTA\_CAR), el criterio óptimo es realizar las reasignaciones del CPF( $\pm$ ) subir/bajar con las centrales que se encuentran cercanas a la unidad que tiene el costo marginal del sistema, es decir, a la central térmica a carbón 3 (GUACOLDA-3\_CAR) con 29,2 [USD/MWh] apoyado de la lista de mérito (por el simple motivo de no tener que subir y/o bajar unidades muy baratas y/o muy caras., aplicar en caso de último recurso si no quedan más alternativas de reasignación), según como se detalla en la Fig. 7 y Tabla 1.

**Solución:** De la lista de mérito económico resumida se debe seleccionar las centrales candidatas para reemplazar las reservas del CPF con respuesta dinámica a los 10 segundos y 5 minutos para las unidades ANDINA-CTA\_CAR y MEJILLONES-CMT1\_CAR en función de los porcentajes de respuesta dinámica establecidos por criterios técnicos auditados.

- **ANDINA-CTA\_CAR:** Potencia programada para CPF( $\pm$ ) = 18 [MW], con respuesta al CPF-10s =  $(18 [MW] \times 2\%) = \pm 0,36 [MW]$  y respuesta al CPF-5min =  $(18 [MW] \times 43\%) = \pm 7,74 [MW]$ .

- **MEJILLONES-CMT1\_CAR:** Potencia programada para CPF( $\pm$ ) = 16 [MW], con respuesta al CPF-10s =  $(16 [MW] \times 1\%) = \pm 0,16 [MW]$  y respuesta al CPF-5min =  $(16 [MW] \times 33\%) = \pm 5,28 [MW]$ .

Entonces las centrales candidatas de la lista resumida de mérito económico para asumir el CPF( $\pm$ ) Subir/Bajar corresponden a las unidades COCHRANE-CCH1\_CAR, COCHRANE-CCH2\_CAR, CANUTILLAR-1, CANUTILLAR-2 e incluyendo a la unidad GUACOLDA-3\_CAR.

Con el criterio de proximidad al costo marginal real del sistema, el Despachador selecciona a las unidades COCHRANE-CCH1\_CAR con un CV: 28,7 [USD/MWh] y COCHRANE-CCH2\_CAR con un CV: 28,7 [USD/MWh], por su proximidad al CV: 29,2 [USD/MWh] de la unidad GUACOLDA-3\_CAR.

- **COCHRANE-CCH1\_CAR:** Potencia programada para CPF( $\pm$ ) = 18 [MW], con respuesta al CPF-10s =  $(18 [MW] \times 56\%) = \pm 10 [MW]$  y respuesta al CPF-5min =  $(18 [MW] \times 127\%) = \pm 23 [MW]$ .

- **COCHRANE-CCH2\_CAR:** Potencia programada para CPF( $\pm$ ) = 18 [MW], con respuesta al CPF-10s =  $(18 [MW] \times 56\%) = \pm 10 [MW]$  y respuesta al CPF-5min =  $(18 [MW] \times 127\%) = \pm 23 [MW]$ .

Notar que la potencia programada para prestar el CPF( $\pm$ ) pueden ser valores de potencia inferiores al valor máximo que puede entregar la unidad para CPF( $\pm$ ) (Datos técnicos por fabricante y ensayos en terreno). Es decir, que las unidades COCHRANE-CCH1\_CAR y COCHRANE-CCH2\_CAR según datos técnicos del fabricante, tienen un aporte máximo en potencia para CPF( $\pm$ ) = 25 [MW] cada unidad. Lo que se traduce teóricamente como el valor máximo para respuestas dinámicas a los 10 segundos y 5 minutos de la siguiente forma.

- **COCHRANE-CCH1\_CAR:** Potencia máxima para CPF( $\pm$ ) = 25 [MW], con respuesta máxima al CPF-10s =  $(25 [MW] \times 56\%) = \pm 14 [MW]$  y respuesta al CPF-5min =  $(25 [MW] \times 127\%) = \pm 31,75 [MW]$ .

[MW]×127%) = ±32 [MW].

- **COCHRANE-CCH2\_CAR**: Potencia máxima para CPF(±) = 25 [MW], con respuesta máxima al CPF-10s = (25 [MW]×56%) = ±14 [MW] y respuesta al CPF-5min = (25 [MW]×127%) = ±32 [MW].

Se evalúa si las unidades COCHRANE-CCH1\_CAR y COCHRANE-CCH2\_CAR tienen excedentes entre su potencia programada y potencia máxima para CPF(±), para determinar los montos de reservas dinámicas de CPF para 10 segundos y 5 minutos que pueden ser reasignados por instrucción directa.

- **COCHRANE-CCH1\_CAR**: Excedente de potencia para CPF(±) = (25 [MW]-18 [MW]) = 7 [MW], con excedente en respuesta al CPF-10s = (7 [MW]×56%) = ±4 [MW] y excedente en respuesta al CPF-5min = (7 [MW]×127%) = ±9 [MW].

- **COCHRANE-CCH2\_CAR**: Excedente de potencia para CPF(±) = (25 [MW]-18 [MW]) = 7 [MW], con excedente en respuesta al CPF-10s = (7 [MW]×56%) = ±4 [MW] y excedente en respuesta al CPF-5min = (7 [MW]×127%) = ±9 [MW].

Reserva total para reemplazar el CPF-10s = (0,36 [MW]+0,16 [MW]) = ±0,52 [MW], que corresponde a la unidad ANDINA-CTA\_CAR y MEJILLONES-CMT1\_CAR. Reserva total para reemplazar el CPF-5min = (7,74 [MW]+5,28 [MW]) = ±13,02 [MW], que corresponde a la unidad ANDINA-CTA\_CAR y MEJILLONES-CMT1\_CAR.

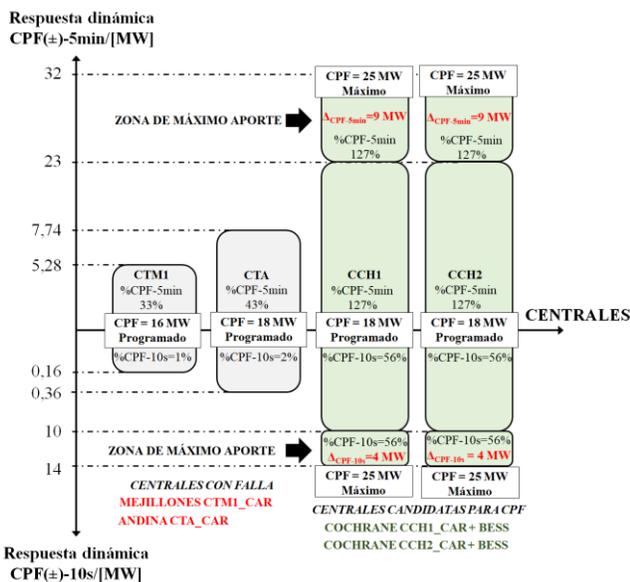


Fig. 7. Caso estudio de una reasignación horaria adjudicada en tiempo real que indica el aporte de reserva dinámica del CPF-10s/CPF-5min de las centrales térmicas a carbón COCHRANE-CCH1\_CAR y COCHRANE-CCH2\_CAR en reemplazo de las indisponibilidades de las centrales térmicas a carbón MEJILLONES-CMT1\_CAR y ANDINA-CTA\_CAR.

De los resultados de la Fig.7 es evidente que las unidades COCHRANE-CCH1\_CAR y COCHRANE-CCH2\_CAR, se asigna el total de la reserva faltante a los 10-segundos. Además, tiene un excedente de reserva para CPF a 10-segundos de 8 [MW], que se utiliza como recurso adicional, en caso de no contar con centrales disponibles para su reasignación. Sin embargo, para asignar el total de la reserva faltante a los 5-minutos (CPF-5min = (7,74 [MW]+5,28 [MW]) = ±13,02 [MW]) se tiene que repartir la potencia entre las unidades

COCHRANE-CCH1\_CAR y COCHRANE-CCH2\_CAR, es decir, la unidad COCHRANE-CCH1\_CAR con CPF-5min de 7 [MW] y COCHRANE-CCH2\_CAR con CPF-5min de 7 [MW].

- **COCHRANE-CCH1\_CAR**: Aporta un total de CPF-5min = (23 [MW]+7 [MW]) = ±30 [MW], lo que significa en ajustar al nuevo valor de potencia para el CPF(±) subir/bajar = (30 [MW]÷127%) ≈ ±24 [MW].

- **COCHRANE-CCH2\_CAR**: Aporta un total de CPF-5min = (23 [MW]+7 [MW]) = ±30 [MW], lo que significa en ajustar al nuevo valor de potencia para el CPF(±) subir/bajar = (30 [MW]÷127%) ≈ ±24 [MW].

Finalmente, el despachador instruye telefónicamente al centro de control que coordina a la central reasignada para CPF, mediante la siguiente instrucción en tiempo real:

- A las 07:00 horas la unidad COCHRANE-CCH1\_CAR Inicia asignación directa en control primario de frecuencia en 24 [MW] en reemplazo de las unidades ANDINA-CTA\_CAR y MEJILLONES-CMT1\_CAR.

- A las 07:00 horas la unidad COCHRANE-CCH2\_CAR Inicia asignación directa en control primario de frecuencia en 24 [MW] en reemplazo de las unidades ANDINA-CTA\_CAR y MEJILLONES-CMT1\_CAR.

## VI. CONCLUSIÓN

### A. Mínimo Desarrollo Tecnológico en Reservas para CPF en el País con Mayor Radiación Solar en el Mundo

La masiva generación solar en Chile representa aproximadamente un 20% de la generación total durante el día, situación que va en aumento y activa las alertas en la débil seguridad sistémica que se genera. Actualmente persiste la burocracia de las normativas de operación y mercado para integrar el control primario de frecuencia a la generación renovable, abusando indiscriminadamente de la operación constante de los mínimos técnicos de las centrales convencionales que desplazan el costo marginal en un sobre costo de operación.

La realidad operativa en tiempo real del recurso renovable y las bajas demandas, han incurrido en los costos marginales con valores nulos (0 [USD/MWh]) ejecutándose prorratas generalizadas o vertimientos del recurso solar, debido a que no existe generación solar habilitada para prestar el servicio complementario de CPF para sostener el sistema y sustituir la inercia rotacional de la generación convencional. Esta situación se puede anticipar implementando avanzados sistemas en la electrónica de potencia para emular la inercia formando alianzas con las tecnologías de almacenamiento de energía (Battery Energy Storage System – BESS) y así retirar de servicio las centrales con eje rotacional gas-carbón-hidráulica y su constante operación a mínimo técnico que provocan el vertimiento del recurso solar.

Actualmente lo que destaca a la generación solar, es la dinámica efectiva en la participación en el control de tensión como un servicio complementario que puede modificar su potencia reactiva durante todo el día, sin importar el pronóstico de radiación solar. Esta es una condición operacional que flexibiliza los recursos disponibles para control de tensión y que

está sujeta a las instrucciones impartidas en la operación en tiempo real con capacidades de absorber/inyectar potencia reactiva del orden de los  $\pm 60$  [MVar] de forma sostenida.

### B. El uso de inercia y ubicación geográfica de la generación eólica pueden desplazar la inercia rotacional de la generación convencional

La disponibilidad de generación con recurso eólico va a la par con el recurso solar, aportando el otro 20% de la generación total del sistema. Sin embargo, su principal ventaja con respecto a la generación solar es la distribución geográfica que ejerce en todas las zonas eléctricas del país (Norte Grande, Norte Chico, Centro y Sur). Esta situación favorece la dinámica y la recuperación del sistema ante la formación de islas eléctricas por condiciones de fallas (blackout) en las distintas zonas geográficas.

La principal contribución del recurso eólico es que puede satisfacer la carencia de inercia rotacional y reducir la operación de mínimos técnicos que ofrecen la generación convencional a gas (Incertidumbre de embarque y stock de volumen), carbón (Descarbonización) e hidráulica (Embalses en estado agotado), implementando sofisticados mecanismos de control de torque en los ejes de las turbinas eólicas.

Finalmente, la generación eólica y solar en el corto plazo se debe integrar al mercado de los servicios complementarios con la partición del control primario de frecuencia. Actualmente es una barrera de entrada que limita la flexibilidad de la generación eólica provocando reducción del viento en horas mayor previsión. Sin embargo, si esta etapa de implementar adecuados controles de inercia estuviera resuelta, la mayor dificultad queda en manos de la previsión eólica o pronóstico de velocidad de viento, que lamentablemente no se ajusta a los cambios que ocurren en la operación en tiempo real versus la operación programada, generando la desconfianza técnica y operativa por las sorpresivas rampas de aumento/disminución de la generación eólica incurriendo en otro tipo de prestaciones de servicios complementarios como las reservas de control secundario y la activación de reservas en giro para control terciario.

### C. La Generación Térmica a Gas Complementa la Operación y Despacho del Masivo Potencial de la Generación Solar-Eólica

En el corto plazo el control primario de frecuencia (CPF) será anticipado por el control rápido de frecuencia (CRF). Por lo tanto, la operación en tiempo real evidencia que las reasignaciones por instrucción directa de la generación térmica gas contiene mayores porcentajes de aportes dinámicos de reservas a los diez segundos (CPF-10s) del orden del 40 hasta el 100% del monto total asignado para CPF, debido a la menor inercia rotacional para este tipo de respuesta. Sin embargo, disminuye su capacidad de respuesta a medida que aumenta el tiempo de requerimiento de potencia, por sus niveles deficitarios de rampa para subir/bajar generación.

La operación actual y los despachos futuros de la generación térmica a gas son la relevancia económica en el mercado de servicios complementarios que perturban a la generación renovable con respecto a la prioridad de operación durante el

día para evitar su recorte de generación por vertimiento.

Por lo tanto, la generación térmica a gas es la única que puede competir con el costo variable cero (0 [USD/MWh]) de la generación solar-eólica, es decir, adquieren el mismo precio de generación. El denominado gas inflexible (gas\_inflex) es el que transforma a la generación térmica a gas en costo cero (0 [USD/MWh]) de generación. Esta situación privilegia su operación constante por las capacidades dinámicas de inercia y de prestaciones de servicios complementarios en control de frecuencia primario, secundario y terciario, provocando la reducción de la generación solar-eólica como la primera prioridad en una prorrata generalizada con operación del costo marginal nulo (0 [USD/MWh]) en todas las barras del sistema.

### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Pontificia Universidad Católica de Chile, por el respaldo académico y la formación profesional adquirida en el programa de Doctorado en Ciencias de la Ingeniería, área Ingeniería Eléctrica, para llevar a cabo este trabajo. También agradecen el apoyo y financiamiento Conicyt Fondecyt 1221943 y Conicyt FONDAF 15110019 (SERC).

### VII. REFERENCIAS

- [1] Informe GO-SEN N°29/2019, "Reglas de Operación SSCC en Tiempo Real," Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, 2019. Available in: <https://www.coordinador.cl/>.
- [2] Informe GO-SEN N°30/2019, "Modelación de Servicios Complementarios de Frecuencia," Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, 2019. Available in: <https://www.coordinador.cl/>.
- [3] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Servicios Complementarios," Comisión Nacional de Energía, Santiago, 2019. Available in: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>.
- [4] C. Sun, Z. Mi, H. Ren, F. Wang, J. Chen, D. Watts and J. Lu, "Study on the incentives mechanism for the development of distributed photovoltaic systems from a long-term perspective," *Energies*, vol. 11, pp. 1-18, May. 2018.
- [5] R. Odeh and D. Watts, "Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 111, pp. 442-461, Sep. 2019.
- [6] H. Ren, J. Ortega and D. Watts, "Review of operating reserves and Day-Ahead unit commitment considering variable renewable energies: International Experience," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, pp. 2126-2136, Nov. 2017.
- [7] J. Ortega and D. Watts, "Operating reserves and unit commitment considering variable renewable energies: An Academic Review," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, pp. 2108-2119, Nov. 2017.
- [8] I. Chaparro, D. Watts and E. Gil, "Modeling marginal CO2 emissions in hydrothermal systems: Efficient carbon signals for renewables," *Applied Energy*, vol. 204, pp. 318-331, Oct. 2017.
- [9] C. Agostini, S. Nasirov and C. Silva, "The role of frequency regulation remuneration schemes in an energy matrix with high penetration of renewable energy," *Renewable Energy*, vol. 171, pp. 1097-1114, Jun. 2021.
- [10] O. Moya, A. Arancibia and R. Palma, "Despacho unificado de energía eléctrica y servicios complementarios mediante flujo de potencia óptimo (OPF) para elevar la seguridad del suministro," Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo de Chile, Proyecto FONDECYT, Nov. 2017.
- [11] M. Brito, E. Gil and I. Calle, "Unit commitment with primary frequency control requirements for low-inertia systems," *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, Aug. 2018.
- [12] H. Chamorro, F. Sevilla, F. Gonzalez-Longatt, K. Rouzbehi, H. Chavez and V. Sood, "Innovative primary frequency control in low inertia power systems based on wide-area RoCoF sharing," *IET Energy Systems*

*Integration*, vol. 2, pp. 151-160, Jun. 2020.

- [13] H. Delkhosh and H. Seifi, "Technical valuation of generating units for participating in primary frequency control," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, Jun. 2020.
- [14] F. Arrigo, E. Bompard, M. Merlo and F. Milano, "Assessment of primary frequency control through battery energy storage systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, Feb. 2020.
- [15] H. González and C. Roa, "Definición de modelos BESS para el control primario de frecuencia," M.S. thesis, Dept. *Electrical Engineering, Concepción Univ.*, Concepción, Chile, 2019.
- [16] I. Nasiruddin,, N. Hasan and S. Ahmad, "Decision based primary frequency control scheme in RGMO environment," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 405-414, Dec. 2018.
- [17] J. Wang, J. Su, M. Merlo, Y. Zhao, X. Pang, L. Li and Z. Bi, "Performance assessment of primary frequency control responses for thermal power generation units using system identification techniques," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, pp. 81-90, Sep. 2018.
- [18] U. Datta, A. Kalam and J. Shi, "The relevance of large-scale battery energy storage (BES) application in providing primary frequency control with increased wind energy penetration," *Journal of Energy Storage*, vol. 23, pp. 9-18, Jun. 2019.
- [19] A. Hansen, M. Altin and F. Lov, "Provision of enhanced ancillary services from wind power plants – Examples and challenges," *Renewable Energy*, vol. 97, pp. 8-18, Nov. 2016.
- [20] P. Frade, G. Osório, J. Santana and J. Catalao, "Regional coordination in ancillary services: An innovative study for secondary control in the Iberian electrical system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 513-525, Jul. 2019.
- [21] J. Reisz, J. Gilmore and I. MacGill, "Frequency control ancillary service market design: insights from the Australian National Electricity Market," *The Electricity Journal*, vol. 28, pp. 86-99, Apr. 2015.
- [22] D. Fernández-Muñoz, J. Pérez-Díaz, I. Guisández, M. Chazarra and A. Fernández-Espina, "Fast frequency control ancillary services: An international review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, Mar. 2020.
- [23] H. Goudarzi, M. Rayati, A. Sheikhi and A. Mohammad, "A clearing mechanism for joint energy and ancillary services in non-convex markets considering high penetration of renewable energy sources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, Jul. 2021.
- [24] T. Bharath Kumar and A. Singh, "Ancillary services in the Indian power sector – A look at recent developments and prospects," *Energy Policy*, vol. 149, Feb. 2021.
- [25] J. Zarnikau, C. H. Tsai and C. K. Woo, "Determinants of the wholesale prices of energy and ancillary services in the U.S. Midcontinent electricity market," *Energy*, vol. 195, Mar. 2020.
- [26] J. Hu, Q. Yan, X. Li, Z. Jiang, F. Kahrl, J. Lin and P. Wang, "A cooperative game-based mechanism for allocating ancillary service costs associated with wind power integration in China," *Utilities Policy*, vol. 58, pp. 120-127 Jun. 2019.
- [27] J. Hu, Q. Yan, F. Kahrl, X. Liu, P. Wang and J. Lin, "Evaluating the ancillary services market for large-scale renewable energy integration in China's northeastern power grid," *Utilities Policy*, vol. 69, Apr. 2021.
- [28] A. Banshwar, N. Kumar Sharma, Y. Raj Sood and R. Shrivastava, "Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets," *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 106-120, Dec. 2017.
- [29] J. Barroco, "Designing financeable ancillary services revenue contracts in developing economies: Learnings from the Philippines," *Energy Policy*, vol. 152, May. 2021.



**K. Balzer** Ph.D (c) en Pontificia Universidad Católica de Chile. Además, obtuvo el grado académico de Magister y Licenciatura en Ciencias de la Ingeniería, mención Ingeniería Eléctrica en la Universidad de la Frontera, Chile. Trabaja en el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile como el encargado de la operación y mercado en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional en el Centro de Despacho y Control, preservando la seguridad y operación más económica.



**D. Watts** Es Ingeniero Civil Industrial, Pontificia Universidad Católica de Chile. Además, obtuvo los grados académicos de Doctor of Philosophy y Master of Science en la University of Wisconsin, Madison, Estados Unidos. Trabaja como Profesor Asociado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile con especialidad en investigación de Energía Solar y Eólica, Economía de Energía y Recursos Naturales, Operación y Planificación de Sistemas de Energía y Potencia, Mercados Eléctricos, Planificación Energética.