

inodú

energy & sustainability

INFORME FINAL - LICITACIÓN N° 83304836

ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL ATRIBUTO DE FLEXIBILIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

PREPARADO PARA:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

25 de marzo, 2018

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

ÍNDICE DE INFORME

1	INTRODUCCIÓN.....	6
2	PRINCIPIOS DE REGULACIÓN CONSIDERADOS	11
3	CONTEXTO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO	14
3.1	Requerimientos regulatorios vigentes.....	14
3.1.1	Ley General de Servicios Eléctricos.....	14
3.1.2	Reglamento de coordinación de la operación (en trámite).....	17
3.1.2.1	Programación de la operación	17
3.1.2.2	Operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional	21
3.1.3	Reglamento de servicios complementarios (en trámite).....	21
3.1.4	Reglamento de transferencias de potencia	23
3.1.5	Norma técnica de seguridad y calidad de suministro	28
3.2	Aplicación de requerimientos regulatorios vigentes en el desarrollo de estudios o procedimientos.....	32
3.2.1	Definición de reservas para regulación de frecuencia.....	32
3.2.2	Procedimientos que aplica o verifica el Coordinador	37
3.3	Casos de programación de la operación, operación efectiva y desvíos de la operación	42
3.3.1	Caso 1: Sub-estimación de pronósticos centralizados de generación solar	42
3.3.2	Caso 2: Limitación de unidades en el SEN - Centro.....	48
3.3.3	Caso 3: Desviaciones de generación y efecto en el costo marginal en el SEN Norte	49
4	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	51
4.1	Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta.....	51
4.2	Requerimiento previsible de atributos de flexibilidad en Chile.....	52
5	DESAFÍOS EN EL CONTEXTO ACTUAL Y PREVISIBLE DE DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO	66
5.1	D.1: Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta	66
5.2	D.2: Desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo.....	72
5.2.1	D.2.1: Asimetría en riesgo de aplicación de pronóstico de ERV y definición de responsabilidad.....	72
5.2.2	D.2.2: Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación.....	76

5.2.3	D.2.3: Definición de reservas ajustada a variabilidad percibida en el horizonte de programación de corto plazo	80
5.2.4	D.2.5: Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema	81
5.2.5	D.2.4: Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para eventual definición de nuevos servicios	81
5.2.6	D.2.6: Oportunidad de reducir brechas de interpretación en el uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación	84
5.2.7	D.2.7: Oportunidad de aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades	85
5.2.8	D.2.8: Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema	87
5.2.9	D.2.9: Aplicación de requerimientos de normativa ambiental	87
5.3	D.3: Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia	91
5.4	D.4: Desafíos relacionados a la señal de costo en mercado spot	93
5.4.1	D.4.1: Mayor resolución temporal del costo marginal	93
5.4.2	D.4.2: Consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados ..	95
5.5	D.5: Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación	98
5.6	D.6: Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento	99
5.6.1	D.6.1: Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión	100
5.6.2	D.6.2: Respecto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento.	102
5.6.3	D.6.3: Respecto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión)	103
5.6.4	D.6.4: Modelos de participación de sistemas de almacenamiento en mercados mayoristas	107
5.7	D.7: Desafíos asociados al mercado de potencia	109
5.7.1	D.7.1: Perfeccionamiento de la definición de suficiencia	109
5.7.2	D.7.2: Incentivos de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico	111
5.7.3	D.7.3: Determinación de Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva) de centrales de energía renovable variable	119
5.7.4	D.7.4: Tratamiento de sistemas de almacenamiento	126

5.7.5	D.7.6: Consideración de limitaciones ambientales en control estadístico para la determinación de la Potencia Equivalente	129
5.7.6	D.7.5: Otros factores	129
6	COMENTARIOS FINALES.....	131
7	BIBLIOGRAFÍA.....	155
8	ANEXO 1: Características Físicas y Operacionales de Sistemas de Almacenamiento según MISO ..	162

1 INTRODUCCIÓN

En este informe se analizan alternativas de modificación del diseño del mercado eléctrico chileno que permitan incorporar atributos de flexibilidad. Para ello, se considera el objetivo de alcanzar un desarrollo eficiente, seguro y sostenible del sistema eléctrico. **Un requerimiento definido en los términos de referencia del estudio tiene relación a que se debe considerar y mantener la estructura actual del mercado eléctrico chileno basada en costos auditados.**

Las opciones regulatorias identificadas en las bases del presente estudio se indican a continuación:

1. Propuesta asociada al mercado de energía

a.) Mercado con costos marginales reales

Para cada generador, la cantidad de energía valorizada en el mercado corresponde a la energía real inyectada al sistema y su valorización se determina sobre la base del costo marginal instantáneo del sistema, en la barra de inyección, determinado a partir de la operación real de las instalaciones. En síntesis, esta alternativa es el mercado existente.

b.) Mercado con costos marginales programados y con mercado de diferencias

Se debe definir un mercado de transacciones económicas a partir de la programación de la operación. Esto implica que en el proceso de programación de la operación se definen los montos a inyectar por cada una de las instalaciones y, de acuerdo a ello, se calcula el costo marginal programado de dicha operación. Las inyecciones programadas se valorizan al costo marginal programado.

Posteriormente, a partir de la operación real del sistema, se determina el costo marginal real, el cual se utiliza para saldar los desbalances de energía entre la operación programada y la operación real de las instalaciones.

2. Propuesta asociada al mercado de servicios complementarios

a.) Asignación de los costos proporcional a la energía de cada cliente final

En este caso se asume que los costos asociados a los requerimientos de los distintos servicios complementarios son compartidos por todos los usuarios del sistema.

b.) Asignación de los costos proporcional a las características de consumo de cada cliente final

Este caso implica considerar dentro de los criterios de asignación de costos aquellas características de la demanda que provoque distinto nivel de requerimiento de los servicios complementarios respecto de otros usuarios.

c.) Asignación proporcional a las características de las distintas instalaciones del sistema

Se diferencia entre generación y demanda, en función del requerimiento de servicios complementarios que adicionan al sistema. En este caso, no necesariamente la asignación a generación puede ser traspasada a los usuarios finales del sistema.

3. Propuesta asociada al mercado de potencia

En términos de la asignación del aporte de cada infraestructura al producto de potencia de suficiencia se deben considerar las siguientes opciones:

- En la línea de relacionar la potencia con la suficiencia del sistema, existen distintos atributos que pueden ser considerados para la asignación del aporte de cada infraestructura. Actualmente, se considera la disponibilidad de las instalaciones y del recurso energético primario. No obstante, en la misma línea de considerar la suficiencia del sistema, es posible considerar el aporte que cada infraestructura otorga a la probabilidad de pérdida de carga del sistema eléctrico. Para ello se requiere analizar las distintas alternativas que se han propuesto para determinar el aporte a la pérdida de carga del sistema y definir qué procedimiento se requeriría para su aplicación.
- Alternativamente, al relacionar la potencia con la confiabilidad del sistema, resulta necesario definir los atributos específicos que se reconocerán para cada instalación, como, por ejemplo: capacidad de subida y bajada de carga, tiempos de partida y detención, tiempos mínimos de partida y detención, entre otros.

En adición a lo anterior, resulta relevante analizar la proporción en la cual se cargan los costos del requerimiento de potencia a los distintos agentes del mercado. Entendiendo que el requerimiento de potencia se basa en el abastecimiento de la demanda, se puede definir que el costo debe ser asignado a los clientes finales, para lo cual existen distintos mecanismos de asignación:

- Asignación proporcional a la potencia de cada usuario del sistema.
- Asignación en función de la potencia como también de las características de la demanda de cada usuario, particularmente en relación a los requerimientos de confiabilidad que cada demanda produce en el sistema.

En este informe se han identificado algunas imperfecciones en el funcionamiento del mercado. El presente trabajo se divide primero en aquellas medidas que se pueden tomar para corregir dichas imperfecciones haciendo uso de los instrumentos regulatorios vigentes (es decir, sin necesidad de una modificación regulatoria), y segundo en aquellas imperfecciones que se podrían mejorar realizando modificaciones regulatorias.

La disponibilidad de flexibilidad en el sistema está asociada al cumplimiento de objetivos de suficiencia y eficiencia económica en la operación del mercado. En función de la escala de tiempo en que se producen, los desafíos de suficiencia (conocido a nivel internacional como “adequacy”) en los sistemas eléctricos pueden ser separados en tres aspectos [1]:

Corto plazo Segundos a minutos	Corto – mediano plazo Minutos a horas	Largo plazo Mayor a 1 año
<p>Seguridad: La aptitud que tiene la capacidad de generación existente para responder, cuando es necesario en la operación, a suministrar la demanda (requerimiento de corto plazo).</p> <p>La seguridad depende de la reserva que se define por el Coordinador del Sistema Eléctrico en la programación de la operación.</p>	<p>Firmeza: La disponibilidad en el corto plazo de capacidad de generación que resulta de actividades de planificación de la operación con la capacidad instalada disponible (desafío de corto – mediano plazo).</p> <p>La firmeza depende de la planificación de mantención de generadores, contratos y disponibilidad de suministro de combustible, gestión de embalses, programa de partidas y paradas, capacidad de partida y parada de unidades, entre otros factores.</p>	<p>Suficiencia: La existencia de capacidad suficiente, instalada o por ser instalada, para abastecer la demanda (desafío de largo plazo).</p>

En un contexto donde a la capacidad existente de un sistema eléctrico se le adiciona una alta capacidad de Energía Renovable Variable (ERV), la definición tradicional de Potencia de Suficiencia¹ que se utiliza en Chile podría considerarse insuficiente para satisfacer las necesidades de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema. A modo de referencia, un estudio realizado en California, donde se analizan los desafíos de integración de energía renovable variable en dicho Estado, indica que en un contexto de mayor integración de ERV, **los eventos de pérdida de carga por falta de flexibilidad podrían ser más relevantes que los eventos de pérdida de carga por falta de capacidad en un escenario de demanda máxima**, situación que se sintetiza en la siguiente figura [2].

¹ De acuerdo al DFL 4, artículo 225º, literal s, la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. El DS 62 particulariza dicha definición estableciendo que la evaluación se debe realizar en el escenario de demanda de punta (promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema).

Eventos de Pérdida de Carga Proyectados en California para el 2024

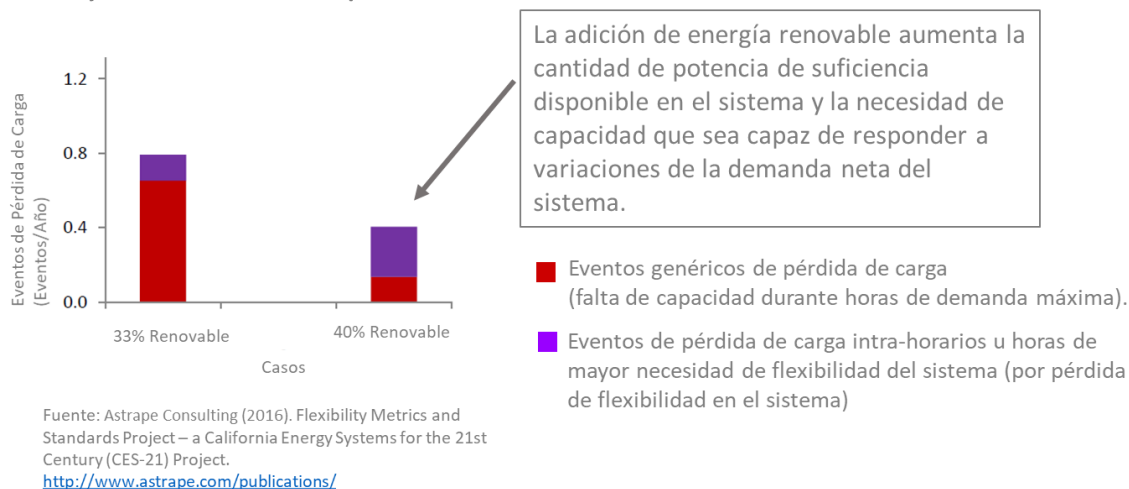


Figura 1: Estimación de eventos de pérdida de carga en California para el año 2024 (Adaptado de Astrape Consulting 2017)

Luego, en un contexto de alta integración de energía renovable, se puede afirmar que **las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance y variabilidad de la demanda neta pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema**. Por este motivo, **la definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable**.

No obstante, en el contexto chileno, donde la generación a carbón es relevante y existen necesidades importantes de descarbonización, dependiendo de la forma como se realice el retiro o reconversión de esta tecnología y se materialicen nuevas inversiones, los eventos de pérdida de carga por falta de capacidad en un escenario de demanda máxima podrían, a diferencia de lo estimado por Astrape Consulting en el caso de California, mantener su relevancia.

Desde el punto de vista comercial, los generadores son aversos al riesgo, por lo que buscan protegerse de escenarios de precios bajos instalando menos capacidad de la “socialmente óptima” si se compara con un actor neutral desde el punto de vista de riesgo. Por otra parte, los consumidores también tienden a ser aversos al riesgo, por lo que tienden a protegerse de escenarios de precios altos, prefiriendo un sistema con más capacidad de la que se tendría en un escenario neutral desde el punto de vista de riesgo. Como mecanismo de cobertura de riesgo generalmente se definen contratos de largo plazo entre generadores y consumidores, de manera que los consumidores estén protegidos de escenarios de precios altos y los generadores estén protegidos de escenarios de precios bajos. Estos contratos de largo plazo facilitan a los consumidores y generadores financiar el nivel de capacidad deseado en el largo plazo.

El contexto reciente de desarrollo de mercado en Chile ha creado incentivos para que clientes regulados, que tienen la opción de ser cliente libre, opten por cambiarse al régimen de cliente libre para acceder a mejores precios de suministro. **Los nuevos clientes libres, de menor tamaño, en general tienen una preferencia de contratos de corto – mediano plazo (hasta 5 años), dificultando el uso de esos**

instrumentos como mecanismo de financiamiento de nueva infraestructura. Por lo tanto, la señal de suficiencia (de largo plazo) podría tomar más relevancia para el desarrollo sostenible y confiable del mercado. Esta señal está desacoplada de los mecanismos de contratación vigentes en el mercado.

En el presente informe se analizan distintos desafíos y sugerencias para modificar el diseño del mercado eléctrico chileno de manera de incorporar atributos de flexibilidad en las señales de mercado. El informe está estructurado de la siguiente forma:

En la Sección 3 se repasan principios de regulación que han sido considerados al momento de identificar y proponer alternativas de mejora al marco regulatorio del mercado eléctrico chileno con el objetivo de incorporar atributos de flexibilidad, acorde con las necesidades de los *stakeholders* del sistema.

En la Sección 4 se describe el contexto actual del mercado eléctrico chileno; particularmente el marco regulatorio vigente y la aplicación de dicho marco al desarrollo de estudios o procedimientos. Adicionalmente, se revisan tres casos de programación de la operación y operación real para ilustrar el efecto de los desvíos de la operación.

En la Sección 5 se definen los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico. Se realiza una segmentación de las necesidades de flexibilidad operacional en requerimientos de balance y de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. Se analiza la evolución previsible de los requerimientos de flexibilidad en Chile.

En la Sección 6 se analizan distintos tipos de imperfecciones y desafíos para mejorar el marco regulatorio vigente y la aplicación de procesos para mejorar los atributos de flexibilidad del sistema eléctrico chileno. Para ello, se considera el objetivo de alcanzar un desarrollo eficiente, seguro y sostenible del sistema eléctrico. Particularmente, se tienen los siguientes aspectos:

- La Sección 6.1 aborda los desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer la demanda neta.
- La Sección 6.2 aborda los desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo. Particularmente se abordan nueve desafíos prioritarios.
- En la Sección 6.3 se desarrollan los desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia.
- En la Sección 6.4 se presentan los desafíos relacionados a la señal de costo en el mercado spot. Particularmente se abordan retos asociados a la resolución temporal del costo marginal y a la consistencia del esquema de ofertas para la provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un mercado de energía basado en costos auditados.
- En la Sección 6.5 se abordan desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación.
- En la Sección 6.6 se desarrollan los desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento.
- En la Sección 6.7 se abordan los desafíos asociados al mercado de potencia.

Finalmente, en la Sección 7 se presentan los comentarios finales.

2 PRINCIPIOS DE REGULACIÓN CONSIDERADOS

Esta Sección tiene como objetivo presentar los lineamientos que se tendrán como base para estructurar una propuesta para incorporar el atributo de flexibilidad a la regulación del mercado eléctrico chileno.

Es crítico tener en consideración los siguientes principios al momento de definir alternativas para adaptar la regulación vigente a necesidades de flexibilidad emergentes en el sistema eléctrico chileno [3].

1. **Sostenibilidad económica:** Para garantizar la viabilidad de la industria, los proveedores de servicios deben recuperar los costos incurridos mediante un mecanismo de mercado que defina un precio adecuado para:
 - a. Remunerar a proveedores existentes,
 - b. Establecer una señal de precio para potenciales proveedores futuros, y
 - c. Permitir que aquellos que se benefician del servicio lo puedan pagar (abordabilidad).
2. **Eficiencia económica:** La eficiencia económica del sistema en su conjunto se obtiene:
 - a. **Mediante una producción eficiente:** Para un nivel definido de calidad, involucra la producción del producto o servicio al menor costo posible. En el contexto del mercado eléctrico chileno, se tiene estructuralmente un sistema basado en:
 - i. Determinación de señales de precio basado en costos auditados.
 - ii. Gestión centralizada por parte del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

Como parte de las bases del estudio se define como condición de borde mantener los aspectos i) y ii) mencionados anteriormente.

- b. **Mediante una asignación adecuada:** Debe ser consistente con el principio de causalidad de costo, que tiene relación con asignar a los agentes aquella proporción de costo de la cual son responsables, en términos de cómo ellos hacen uso del sistema o servicio. En relación a la posibilidad de hacer una asignación específica de un servicio, se debe tener en consideración que:
 - i. El comportamiento de un agente debe tener un claro efecto en el costo del servicio
 - ii. Debe ser posible controlar el costo del servicio

En general se busca la asignación de recursos a quien lo utiliza o valoriza de mejor forma. Se define una señal de precio adecuada para que cada usuario utilice la cantidad de recurso que es más eficiente para el sistema como un todo. La señal de precio mencionada anteriormente debe ser adecuada tanto para el corto como largo plazo.

3. **Equidad o política no discriminatoria:** Los clientes pagan el mismo monto por el uso del mismo servicio, independiente del propósito para el cual se utiliza el servicio o quien es el propietario de quien utiliza el servicio.
4. **Simplicidad:** Tanto como sea posible, las metodologías y aplicación de estas deben ser simples de comprender y aceptar. La aplicación de este principio también tiene relación con el nivel de información que se dispondrá, y debe ser utilizada, para realizar la asignación de costos.
5. **Transparencia:** En términos de definir y publicar los criterios de cálculo y resultados obtenidos. Generalmente debería permitir a los agentes predecir tendencias dado un conjunto de parámetros de manera de reducir incertidumbre y, consecuentemente, costos.

Es crítico mantener **consistencia regulatoria** entre los distintos objetivos y definiciones; también es importante contar con **estabilidad regulatoria**. El principio de estabilidad regulatoria no es contraproducente con el hecho de hacer revisiones a la regulación en la medida que surgen nuevos desafíos y necesidades buscando reducir riesgos y asignarlos a aquellos agentes que estén en mejor posición para gestionarlos de manera eficiente.

En este contexto, dada la necesidad de transición hacia un sistema con mayor integración de energía renovable, los desafíos de descarbonización de la matriz de generación de energía eléctrica, y los objetivos del estudio, la definición de una alternativa de modificación del diseño del mercado tiene relación a la forma de introducir ajustes necesarios al diseño de mercado que se encuentra vigente de manera que las imperfecciones identificadas sean reducidas y cualquier medida regulatoria necesaria interfiera lo menos posible con el funcionamiento del mercado, asegurando la sostenibilidad de largo plazo de este. En esta línea, Alfred Kahn, en "*The economics of regulation*" indica:

La competencia en el mercado está sujeta a imperfecciones; la solución preferida es tratar de disminuir las imperfecciones. Aún cuando la competencia en el mercado sea altamente imperfecta, dicha imperfección puede ser un complemento valioso a la regulación.

En la medida que el mercado sea intolerablemente imperfecto, la única alternativa aceptable es la regulación para corregir dicha imperfección. Finalmente, para las imperfecciones ineludibles de la regulación, el único remedio disponible es tratar de aplicar mejor la regulación vigente.

"All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.

But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better." [4]

En algunos casos se produce **tensión en el cumplimiento simultáneo de dos principios**, es decir se puede dar el caso que no sea posible perfeccionar el cumplimiento de un objetivo sin sacrificar el cumplimiento de otro objetivo. Por ejemplo, la mejora del cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de asignación generalmente está aparejada de una **mayor complejidad regulatoria y de procesos**. Por lo tanto, **si un objetivo es mantener simplicidad regulatoria, es probable que, en algunos casos, se deba mantener o reducir la eficiencia de asignación de costos**. Finalmente, se debe notar que **la producción eficiente de un servicio no se logra necesariamente mediante una adecuada asignación de costos, sino a través de la remuneración eficiente del servicio**.

3 CONTEXTO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1 Requerimientos regulatorios vigentes

En esta sección se sintetizan requerimientos regulatorios que, de alguna forma, se deben considerar, ya sea como un requerimiento heredado – no modificable – o como un requerimiento vigente que podría ser modificado al momento de incorporar nuevos requerimientos que tengan como objetivo la incorporación del atributo de flexibilidad a la regulación del mercado eléctrico chileno.

3.1.1 Ley General de Servicios Eléctricos

a.) Principios de coordinación de la operación

La coordinación de la operación del sistema eléctrico se debe realizar cumpliendo los siguientes requerimientos (Artículo 72-1):

- Preservar la seguridad del servicio,
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones, y
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

La coordinación de la operación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión, la ley y la reglamentación pertinente.

b.) Obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador

Todo coordinado debe sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente² (Artículo 72-2).

c.) Seguridad del sistema eléctrico

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, debe instruir la prestación de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 72-7. Para ello, los coordinados deben poner a disposición del Coordinador los **recursos técnicos** y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 72-1 (Artículo 72-7). Los recursos técnicos son la capacidad de generación de potencia activa, la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y la potencia conectada de los usuarios, entre otros (Artículo 225, literal z).

² Son coordinados: Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema. Son también coordinados los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis.

El Coordinador debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares técnicos contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios a toda instalación interconectada o que se interconecte al sistema eléctrico (Artículo 72-6).

d.) Servicios complementarios

Los servicios complementarios son al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias (Artículo 225, literal z).

Los servicios complementarios los define la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta. Para ello la Comisión debe considerar las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de los servicios complementarios (Artículo 72-7).

Tomando como referencia lo indicado por la Comisión en la definición de servicios complementarios, el Coordinador debe señalar en un informe (Artículo 72-7):

- Los servicios requeridos por el sistema eléctrico.
- Los recursos técnicos necesarios requeridos para la prestación de dichos servicios.
- La infraestructura que se debe instalar para la prestación de dichos servicios y la vida útil (en caso de que esta infraestructura sea requerida).
- El mantenimiento anual asociado a la infraestructura indicada anteriormente.
- Para cada uno de los servicios requeridos, se debe indicar el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

La remuneración de los servicios complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura; es decir, debe ser compatible y armónica con la definición del mercado de energía y potencia (Artículo 72-7).

La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico será cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o el subsistema, según lo defina la Comisión en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales (Artículo 72-7).

Los mecanismos con los cuales se materializarán los servicios complementarios serán licitaciones o subastas. Las subastas se emplearán cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional, y solo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o cuando las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa (Artículo 72-7).

La valorización de los servicios complementarios licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes (Artículo 72-7).

e.) Costo marginal de suministro

Es el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad (Artículo 225, literal f).

En el DFL 4 se utilizan distintos conceptos para referirse al costo marginal: costo marginal de suministro (Artículo 225, literal f), costo marginal instantáneo (Artículo 72-3, Artículo 149), costo marginal horario (Artículo 135 quinquies), y costo marginal promedio (Artículo 150).

f.) Valorización de transferencias de energía

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo. Las transferencias de energía entre empresas eléctricas se valorizan de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico (Artículo 149).

g.) Valorización de transferencias de potencia

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Las transferencias de potencia entre empresas eléctricas se valorizan de acuerdo al precio de nudo de potencia. **Estas transferencias deben realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existente, conforme lo determine el reglamento.** Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identifiquen en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo (Artículo 149).

h.) Suficiencia

Las transferencias de potencia se deben realizar en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia, conforme lo determine el reglamento (Artículo 149). En el Artículo 225 se indican algunos conceptos que son relevantes para definición de Potencia de Suficiencia:

- Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda.
- Potencia de punta: Potencia máxima en la curva de carga anual.
- Seguridad de servicio: Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- Margen de Reserva Teórico: Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión.

- Confiabilidad: Calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

3.1.2 Reglamento de coordinación de la operación (en trámite)

Actualmente, se encuentra en desarrollo el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125). Este reglamento fue retirado de Contraloría en septiembre de 2018. A continuación, se indican los principales aspectos que tienen relación con este estudio.

3.1.2.1 Programación de la operación

a.) Consideración de reservas para regulación de frecuencia

El Coordinador:

- Debe realizar la programación de la operación optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente con los principios de coordinación de la operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (Artículo 36).
- Debe resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo (Artículo 42).

b.) Sobre los aspectos que debe considerar la programación de la operación

La programación de la operación se debe realizar considerando los siguientes aspectos (Artículo 44):

- Disponibilidad y costos de combustibles para generación eléctrica.
- Consumos específicos de las distintas unidades generadoras.
- Costos variables combustibles y no combustibles.
- Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción.
- Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse.
- Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural.
- Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses.
- Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados.
- Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados por el Coordinador.
- Pronósticos de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica.
- Costos de falla vigentes.
- Modelación del sistema de transmisión, por ejemplo: capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras (Artículo 45).
- Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables.

- Proyección de demanda eléctrica.
- Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación que afectan su operación o disponibilidad.
- Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema.
- Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, por ejemplo: tiempos de partida y detención de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, entre otras (Artículo 45).
- Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca.
- Requerimientos de servicios complementarios para regulación de frecuencia.
- Operación esperada para PMGD y PMG que operen con autodespacho.
- Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento.
- Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.

Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador debe considerar aquellas que resulten de la aplicación normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los coordinados son los responsables de informar estas limitaciones (Artículo 45).

c.) Sobre el costo de oportunidad de energía gestionables

El Coordinador debe calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico (Artículo 37). Para ello, el Coordinador debe considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riesgo, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros.

d.) Sobre las etapas a considerar en proceso de programación

El Coordinador:

- Podrá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables (Artículo 39).
 - Las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario (Artículo 41).
 - Las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos (Artículo 41). Para ello se debe considerar lo establecido en la norma técnica.

- Debe actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado (Artículo 40).

e.) Sobre el uso de pronósticos centralizados

Para la programación de la operación, el Coordinador debe:

- Elaborar y utilizar un pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables (Artículo 49 y 64) con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos. La proyección debe cumplir los requerimientos del reglamento (Capítulo 3) y norma técnica.
 - Para la elaboración del pronóstico, el Coordinador debe considerar variables meteorológicas, información en tiempo real, aspectos geográficos, pronósticos enviados por los Coordinados, pronósticos elaborados por terceros, estadística de generación, entre otros.
 - Los coordinados de unidades de generación renovable con recursos primarios variables deben enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real de: disponibilidad de generación eléctrica; energía afluente de su recurso primario renovable; generación eléctrica inyectada al sistema; información de variables meteorológicas, hidrológicas o oceanográficas según corresponda a su medio de generación. Adicionalmente deben elaborar y enviar al Coordinador un pronóstico propio de disponibilidad de generación eléctrica y energía afluente de su recurso renovable primario; entre otras disposiciones establecidas en la norma técnica (Artículo 67). El pronóstico enviado por cada coordinado debe procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la generación real (Artículo 68).
- Elaborar y utilizar un pronóstico centralizado de demanda de clientes libres y regulados. La proyección debe cumplir los requerimientos del reglamento (Capítulo 4) y norma técnica.
 - Las empresas distribuidoras y los clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deben enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador en la forma y oportunidad que este determine (Artículo 80). La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones y calidad de información (Artículo 83).
- Proyectar y utilizar un pronóstico de caudales para el o los periodos de incertidumbre reducida. Esta proyección debe considerar un pronóstico de deshielo, variables meteorológicas, configuración de cuencas hídricas y otras variables que considere relevantes (Artículo 54 y 66).
- Realizar y utilizar la previsión de caudales para el o los periodos aleatorios. Este pronóstico se debe elaborar sobre la base de una metodología que considere la incertidumbre hidrológica, así como también de las variables que considere relevantes (Artículo 54 y 66).

Las resoluciones y horizontes temporales de las proyecciones y pronósticos deberán ser tales que permitan una adecuada modelación y representación del sistema eléctrico para las distintas etapas de la programación de la operación (Artículo 49).

e.) Sobre el resultado de la programación de la operación

El proceso de programación de la operación debe entregar, al menos, los siguientes resultados (Artículo 57):

- Costos marginales del sistema con resolución acorde a la etapa de proceso de programación.
- Retiros e inyecciones de energía de los sistemas de almacenamiento de energía y centrales con almacenamiento por bombeo.
- Cotas iniciales y finales, y estado de operación de los embalses.
- Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones.
- Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones.
- Niveles de reserva para regulación de frecuencia.
- Factores de penalización que representan las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema.
- Valor y nivel de colocación de la energía gestionable.
- Servicios complementarios, según corresponda.
- En caso de Decreto de Racionamiento vigente, se debe indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente.

A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador debe establecer el **listado de prioridad de colocación**. En este listado se define, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de sistemas de almacenamiento de energía de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica (Artículo 57).

El resultado de la programación de la operación debe contener el nivel de generación de cada central o sistema de almacenamiento de energía, en función de los costos del listado de prioridad de colocación.

En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación señalado anteriormente, se entenderá que la central o sistema de almacenamiento de energía fueron despachados fuera de orden económico, y deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente reglamento (Artículo 57).

e.) Sobre la valorización de inyecciones en el mercado de corto plazo

El Coordinador debe valorizar las inyecciones y retiros de energía eléctrica efectuadas al sistema por cada uno de los Coordinados a costo marginal en los respectivos puntos de inyección y retiro (Artículo 145). Las disposiciones particulares respecto al costo marginal se indican en el Capítulo 4 del reglamento (Artículo 164 a 173). No se especifica resolución temporal del costo marginal.

3.1.2.2 Operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional

El Coordinador debe:

- Supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo a los resultados de la programación de la operación (Artículo 117). Para ello, entre otras funciones debe:
 - Comunicar a los coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación (Artículo 117, literal a.).
 - Coordinar la provisión de Servicios Complementarios realizando la compatibilización entre la programación de la operación y los criterios definidos para la provisión de dichos servicios (Artículo 117, literal c.).
 - Tomar medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos que disponga (Artículo 117, literal d.).
 - Corregir los desvíos que existan respecto de la programación de la operación (Artículo 117, literal f.).
 - Actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta (Artículo 117, literal i.)
- Registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la operación programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que corresponda en la programación de la operación (Artículo 126).

3.1.3 Reglamento de servicios complementarios (en trámite)

Actualmente, se encuentra en desarrollo el Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72-7 de la LGSE (DS 113). Este reglamento fue retirado de Contraloría en septiembre de 2018. A continuación, se indican los principales aspectos que tienen relación con este estudio.

La Comisión Nacional de Energía debe definir los Servicios Complementarios y sus respectivas categorías. Para ello debe considerar la Propuesta de SSCC desarrollada por el Coordinador (Artículo 10 y 12). Tanto la Comisión como el Coordinador deben considerar los **requerimientos de flexibilidad operacional** del sistema eléctrico que permitan el adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalances, y que resulten necesarios para dar cumplimiento a los principios establecidos en el Artículo 72°-1 de la LGSE (Artículo 10).

La Propuesta de SSCC definida por el Coordinador debe contener la definición y descripción de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías o subcategorías), que puedan ser requeridos por

el Sistema Eléctrico Nacional para su operación segura, de calidad y más económica en el corto, mediano y largo plazo (Artículo 12). Para ello, el Coordinador debe tener en consideración la evolución esperada en la matriz de generación, comportamiento y proyecciones de demanda y generación, la planificación de la transmisión, y el desarrollo, evolución y cambios tecnológicos de las instalaciones y operación del sistema eléctrico.

El Coordinador, a través de los Servicios Complementarios, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar, en conformidad con la normativa vigente, la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones (Artículo 6). El **Coordinador debe realizar la programación de la operación del Sistema optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema** (Artículo 18).

Los Servicios Complementarios se prestarán mediante los **recursos técnicos** que dispongan las instalaciones existentes o nueva infraestructura (Artículo 15). De acuerdo a lo indicado en el Artículo 16, son recursos técnicos los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. Se especifica más adelante en el mismo artículo que son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa; la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva; y la potencia conectada de los usuarios finales, los sistemas de almacenamiento, entre otros.

Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27). El Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios complementarios mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina (Artículo 25).

En el caso particular de los servicios complementarios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, para la verificación de las condiciones de competencia el Coordinador debe considerar la realización de una optimización base que permita monitorear los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente Reglamento. Se entiende por optimización base al ejercicio de la programación de la operación que considere la provisión de reservas operacionales de acuerdo a los criterios que el Coordinador establezca cumpliendo los requerimientos establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (Artículo 25).

La remuneración de los Servicios Complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura (Artículo 8). Para el caso particular de los sistemas de almacenamiento, las disposiciones asociadas a la prestación de Servicios Complementarios se detallan en el Capítulo 2 del reglamento.

3.1.4 Reglamento de transferencias de potencia

El Decreto Supremo N° 62 (DS 62) publicado en junio de 2006, establece el Reglamento que define las transferencias de potencia entre empresas generadoras de acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos. Este Reglamento fue modificado a través del Decreto N° 44, de marzo de 2007, indicando que, el inicio de la aplicación de la potencia de suficiencia se realizaría una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios. Posteriormente, el 28 de enero 2016, con la Resolución Exenta N° 54, la Comisión Nacional de Energía publicó la Norma Técnica de Transferencias de Potencia, con lo cual se completa la normativa necesaria para la implementación del DS 62.

De acuerdo al DS 62, el proceso para determinar la potencia de suficiencia de centrales generadoras consta principalmente de cuatro pasos a través de los cuales se determina, en primer lugar, la Potencia Máxima de la unidad; para luego continuar con los cálculos de Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar, y finalmente Potencia de Suficiencia definitiva.

El DS 62 establece aspectos generales para el cálculo de la Potencia de Suficiencia. El detalle del procedimiento se define en el Anexo al Informe de Cálculo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que publica anualmente el Coordinador.

A continuación, se indican ciertos aspectos generales definidos en el DS 62 y Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

a.) Potencia Máxima Bruta por Unidad Generadora

Se define como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operaciones (DO). El Coordinador debe verificar la potencia máxima de acuerdo al Anexo Técnico de la NTSyCS “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”.

b.) Potencia Inicial

La potencia inicial es el valor de potencia, menor o igual a la Potencia Máxima, que cada unidad generadora puede aportar al sistema o subsistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación (Artículo 28).

Para la determinación de la Potencia Inicial de las unidades generadoras térmicas, se debe considerar la disponibilidad del insumo principal (*DIP*) de dichas unidades, el cual se determina de acuerdo a lo indicado en el Artículo 5-4 de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

En el caso de la potencia inicial de una planta solar fotovoltaica y/o eólica, el artículo 35 del DS 62 establece que las unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice. Para tal efecto, se debe utilizar la información estadística que aporte cada propietario, la cual debe ser procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades

generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del recurso solar o eólico³.

Cabe señalar, que el DS 62 no definió explícitamente la fórmula para calcular la potencia inicial de las centrales eólicas y solares, por lo tanto, es la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, la normativa que definió dicha formulación (Artículo 9-3). Esta norma indica que la Potencia Inicial para estas tecnologías será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- i. Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo (fp_{anual}).
- ii. Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo ($fp_{52horas}$).

Cabe señalar, que se deben utilizar los datos de demanda de acuerdo a los subsistemas definidos para el cálculo de la potencia de suficiencia.

El reglamento también define procedimientos para el cálculo de la Potencia Inicial de unidades hidroeléctricas con y sin capacidad de regulación (Artículos 39 - 48). En este caso se utiliza la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Finalmente, en el Artículo 46 se indica que si como resultado de la prorrata definida en el Artículo 45 la Potencia Inicial de una unidad fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará la Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional.

c.) Potencia de Suficiencia Preliminar

La Potencia de Suficiencia Preliminar de cada central se determina en función de su Potencia Inicial, consumos propios, períodos de mantenimientos, indisponibilidad forzada y limitaciones de operación (estadística de estados deteriorados). El Coordinador utiliza una herramienta de análisis probabilístico, evaluando, en valor esperado, la potencia que la unidad aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta del sistema o subsistema.

La Potencia de Suficiencia Preliminar de unidades que hayan presentado Estados Deteriorados considerará el valor mínimo entre la Potencia de Inicial y la **Potencia Equivalente** obtenida a partir del promedio ponderado (por la duración del estado correspondiente) de los Estados Deteriorados y Estado Disponible que corresponda. El valor mínimo indicado anteriormente será la nueva Potencia Inicial de la unidad generadora (Artículo 49). Para el caso de unidades térmicas con combustible alternativo la metodología definida en el anexo del informe de determinación de potencia de suficiencia establece algunas consideraciones adicionales.

Posteriormente, se reduce la potencia inicial en un factor proporcional a los consumos propios de la unidad generadora (Artículo 50). Se define como consumos propios de una unidad generadora, aquella

³ Un procedimiento similar se aplica para otras unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración.

porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora deberán ser considerados como un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda.

Luego, se reduce el valor resultante en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor (Artículo 51). Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor al programado, las diferencias son acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. La indisponibilidad forzada se calcula en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad estuvo indisponible para una ventana móvil de 5 años consecutivos (Artículo 52), durante todas las horas de cada año, en función de la siguiente formulación:

$$IFOR = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right]$$

Donde,

- IFOR: Indisponibilidad forzada. Para el cálculo de la indisponibilidad forzada (IFOR), se deben considerar los estados operativos definidos para T_{on} y T_{off} de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de potencia. El DS 62, en el Artículo 55, define consideraciones para unidades que se han incorporado recientemente al sistema.
- T_{off} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.
- T_{on} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años. De acuerdo a lo indicado en el Artículo 5-8 de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia, se deben considerar los estados operativos Conectada Normal (N), Limitación Programada (LP), Limitación Forzada (LF), Restricción Operativa (RO), Limitación de Combustible por Instalaciones (LCI), Limitación de Combustible (LC), Prueba Operacional (PO), Prueba DO (PDO), y Conectada a Sistema Externo (CSE).

Finalmente, la Potencia de Suficiencia Preliminar se determina a través del modelo de probabilidad de excedencia de la potencia por cada subperíodo y la indisponibilidad forzada de cada unidad. Los subperíodos son los periodos dentro de un año de cálculo en el cual se produce un cambio relevante en la oferta de potencia de un determinado sistema o subsistema, a partir de la incorporación o exclusión de unidades generadoras (Artículos 56 – 58).

Por lo tanto, la potencia de suficiencia preliminar de cada unidad generadora se calcula como sigue:

$$PSP_i = \frac{Pini_i \times (1 - IFOR_i) \times PED_{p'}}{PED_p} \approx Pini_i \times (1 - IFOR_i)$$

Con,

PED_p : la probabilidad de excedencia de la potencia del sistema.

$PED_{p'}$: la probabilidad de excedencia de la potencia del sistema sin la i -ésima unidad.

En general, PED_p es muy cercano a $PED_{p'}$ debido al tamaño de las unidades versus el tamaño del sistema, por lo que la potencia de suficiencia preliminar depende principalmente de la indisponibilidad forzada y de la estadística de estados deteriorados (Potencia Equivalente).

d.) Potencia de Suficiencia Definitiva

Finalmente, se calcula la potencia de suficiencia definitiva ajustando la potencia de suficiencia preliminar por la demanda máxima del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PSD_i = PSP_i \times \frac{D_{punta} \pm X}{\sum_i PSP_i}$$

La demanda de punta del sistema (o subsistema, según corresponda) es la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema⁴. En la ecuación, X corresponde a la potencia transmitida al subsistema respectivo, es decir, se utiliza signo negativo cuando X corresponde a la potencia importada por un subsistema y se utiliza signo positivo cuando X corresponde a la potencia exportada por un subsistema.

Se debe verificar que la potencia de suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del sistema de transmisión. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades que participan en el cálculo (Artículo 60).

e.) Respecto del Control Estadístico de los Estados Operativos de las Unidades Generadoras

De acuerdo al Artículo 25 del DS 62, el Coordinador debe llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las unidades. Se establecen tres clasificaciones de estados operativos: Estado Disponible, Estado No Disponible y Estados Deteriorados en función de las características de cada unidad generadora a fin de calcular la Potencia de Suficiencia Preliminar de una unidad.

⁴ La Norma Técnica de Transferencias de Potencia establece un periodo transitorio para el uso de la demanda neta en el cálculo. Particularmente, el Artículo 10-4 indica: “La determinación de la demanda de punta en los términos definidos en el numeral 6 del Artículo 1-5 deberá efectuarse a partir del año 2022. Durante el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente NT y la fecha señalada precedentemente, la determinación de la demanda de punta corresponderá a la generación bruta de cada sistema o subsistema, descontado los consumos propios de las centrales de generación.”

Tabla 1: Estados Operativos (Artículo 5-2 y 5-6 de NT de Transferencias de Potencia)

Estado Disponible	Estado No Disponible	Estado Deteriorado
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conectada Normal (N) ▪ Desconectada Normal (DN) ▪ Conectada a Sistema Externo (CSE) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Desconexión Programada (DP) ▪ Desconexión Forzada (DF) ▪ Mantenimiento Mayor (MM) ▪ Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM) ▪ Falla Externa (FE) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitación Programada (LP) ▪ Limitación Forzada (LF) ▪ Desconectada con Limitación Programada (DLP) ▪ Desconectada con Limitación Forzada (DLF) ▪ Desconectada con Restricción Operativa (DRO) ▪ Prueba Operacional (PO) ▪ Prueba DO (PDO) ▪ Restricción Operativa (RO)

El Coordinador también debe llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier insumo principal suministrado desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, para cada unidad generadora en forma independiente, en base al nivel diario de restricción. En función de esta estadística se determina el año de menor disponibilidad media anual (Artículo 26).

f.) Respecto del Margen de Reserva Teórico

Las disposiciones respecto del margen de reserva teórico se definen en los artículos 61 a 63 del DS 62. El Margen de Reserva Teórico se fija en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema. En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el Margen de Reserva Teórico será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el Margen de Reserva Teórico se determina en función de la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \%$$

El valor del Margen de Reserva Teórico del sistema o subsistema según corresponda se utiliza para incrementar el valor del precio básico de potencia de punta de acuerdo a lo definido en el Artículo 48 del DS 86 de 2013.

g.) Respecto de la potencia que se transmite a través de instalaciones del Sistema de Transmisión

El Artículo 58 del DS 62 indica que para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión que interconectan ambos subsistemas se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada subsistema.

Se considera como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador.

La potencia transmitida entre subsistemas es igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema.

3.1.5 Norma técnica de seguridad y calidad de suministro

A continuación, se indican seis aspectos establecidos en la norma técnica vigente (versión mayo 2018), relevantes para el contexto del estudio.

a.) Exigencias de operación del sistema

La frecuencia nominal del Sistema Interconectado es 50 Hz. Se acepta que en Estado Normal y Estado de Alerta el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos, durante cualquier período de control de siete días, se encuentre en el siguiente rango dependiendo de la condición de operación del sistema (Artículo 5-30).

	Aporte de centrales hidroeléctricas supera el 60% del consumo total	Aporte de centrales hidroeléctricas no supera el 60% del consumo total
Entre 50,2 y 50,7 [Hz]	A lo más de 0,5% del periodo	A lo más de 1,5% del periodo
Entre 49,8 y 50,2 [Hz]	Al menos 99% del periodo	Al menos 97% del periodo
Entre 49,3 y 49,8 [Hz]	A lo más de 0,5% del periodo	A lo más de 1,5% del periodo

En caso de una contingencia simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones de tensión igual o superior a 200 [kV] es 48,3 [Hz]. Se acepta un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,3 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en sistemas de transmisión inferior a 200 [kV] (Artículo 5-40).

Es crítico notar que la frecuencia de operación del sistema es un atributo del sistema eléctrico en su conjunto y no puede ser atribuida a ningún elemento del sistema de manera independiente. Si una máquina síncrona se conecta a una barra infinita, su voltaje en bornes y su frecuencia quedan impuestos por el sistema eléctrico.

b.) Exigencias de diseño de las instalaciones de generación

Las unidades generadoras deben operar en forma estable, conectadas al Sistema Interconectado, ante variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación de sobre y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla (Artículo 3-9). Los requerimientos particulares aplicables a PMGDs se definen en el Artículo 4-37 de la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.

Frecuencia [Hz]	47,0	47,5	48,0	49,0	50,0	51,0	51,5	52,0	52,5	53,0			
Hidroeléctricas	5s		30m	90m	Permanente	90m	90s	15s	5s				
Termoeléctricas	D.O.						5s	D.O.	D.F.				
Eólicas							D.O.	D.F.	D.F.				
Fotovoltaicas							D.O.	D.F.	D.F.				
PMGD	0.1s		90s				90s		0.1s				

D.O.: Desconexión Opcional

D.F.: Desconexión Forzada

Las unidades de generación deben:

- Disponer de los equipamientos necesarios para participar en el control primario de frecuencia (Artículo 3-5).
- Disponer, si el Coordinador lo determina, del control y de entradas para recibir consigna de potencia activa desde el AGC (Artículo 3-5).
- Participar, si el Coordinador lo determina, en el control secundario de frecuencia (Artículo 3-5). En caso de unidades eólicas y fotovoltaicas, la participación debe ser de acuerdo con la máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.
- No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al Sistema Interconectado para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 a 49,5 [Hz] (Artículo 3-10).
- Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del Sistema Interconectado (Artículo 3-10). La tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un periodo de tiempo de 500 [ms].
- Para el caso de unidades sincrónicas, el controlador carga / velocidad debe:
 - Tener un retardo inicial inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobre frecuencia hasta el comienzo de acción (Artículo 3-16).
 - Tener una banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de la frecuencia, es decir, ± 25 [mHz] (Artículo 3-16).
- Para el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, el controlador frecuencia / potencia debe tener una banda muerta es ± 200 [mHz] (Artículo 3-16).

c.) Control de frecuencia

Todas las unidades generadoras que participen del Control Primario de Frecuencia deben estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del Controlador de Carga/Velocidad de su máquina motriz o mediante Equipos de Compensación de Energía Activa, ante una variación de frecuencia en el Sistema Interconectado (Artículo 7-8).

Cada unidad generadora que participa en el Control Primario de Frecuencia debe aportar, en la proporción que resulte de la programación de la operación, el monto mínimo de reserva primaria que se determine mediante los estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (Artículo 7-10).

d.) Pronóstico de producción de ERV

Cada Coordinado que explote un parque eólico debe elaborar e informar al Coordinador la siguiente información (Artículo 7-13):

- Pronóstico de Corto Plazo

Generación horaria prevista para las siguientes 12 horas con probabilidad de ocurrencia de 25%, 50% y 75%. Se debe actualizar de manera horaria.

- Pronóstico del Día Siguiente

Generación horaria prevista para las próximas 48 horas con probabilidad de ocurrencia de 25%, 50% y 75%. Se debe actualizar cada seis horas.

- Pronóstico Semanal

Generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes) con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada veinticuatro horas.

- Ocurrencia de Rampas de Producción en el Corto Plazo

Probabilidad horaria de ocurrencia de una variación significativa en la generación prevista para las siguientes 12 horas. La variación se considerará significativa tanto por su magnitud como por su velocidad de variación. Se debe actualizar de manera horaria.

- Predicción Meteorológica en el sitio de implantación del parque

Cada seis horas se debe entregar la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica para las próximas 48 horas.

Por otra parte, cada Coordinado que explote una central fotovoltaica, debe elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información:

- Pronóstico del Día Siguiente

Generación horaria prevista para las próximas 48 horas con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada doce horas.

- Pronóstico Semanal

Generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes) con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada veinticuatro horas.

En caso que el Coordinador lo solicite, el Coordinado que explota parques eólicos o fotovoltaicos debe facilitar la información que permita auditar el procedimiento de predicción utilizado. El Coordinador también puede solicitar otro formato para los pronósticos, o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.

e.) Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

Al menos una vez al año, el Coordinador debe realizar un estudio de control de frecuencia y determinación de reservas, el cual tiene los siguientes objetivos (Artículo 6-43):

- Definir los requerimientos de las reservas para el control primario y control secundario de frecuencia necesarios para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos por la norma técnica.
- La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del control primario y control secundario de frecuencia. A modo de ejemplo, la norma técnica indica que el Coordinador debe evaluar la conveniencia de asignar el porcentaje de reserva óptima para el control primario de frecuencia de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando en el control primario de frecuencia, o bien distribuirlo en un conjunto restringido de unidades del sistema interconectado.
- Evaluar el desempeño del control de frecuencia y la cantidad de recursos para el control de frecuencia.
- Definir las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa si existen riesgos de incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos en la norma técnica.

Se debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- El nivel de reserva requerido para el control primario de frecuencia debe ser consistente con la *reserva óptima* en sentido económico. La reserva óptima se obtiene de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para mantener suficiente reserva para el control primario de frecuencia, y los costos evitados de energía no suministrada de corta duración en los que se incurriría de no contar con esa reserva (Artículo 6-44).
- La reserva para el control secundario de frecuencia debe ser establecida en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.
- Se debe realizar el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas para un horizonte de operación de 12 meses (Artículo 6-45).
- Para evaluar la operación de las unidades generadoras, se debe utilizar la última programación de la operación de 12 meses (Artículo 6-48). En el artículo indicado anteriormente se indican otros requisitos que debe cumplir el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas.

f.) Consideraciones de diseño del EDAC por subfrecuencia

Se debe ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. En el caso de EDAC por tasa de variación de frecuencia, estos podrán activarse a partir en valores

superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] siempre que no se produzcan activaciones indeseadas del EDAC (Artículo 6-53).

3.2 Aplicación de requerimientos regulatorios vigentes en el desarrollo de estudios o procedimientos

3.2.1 Definición de reservas para regulación de frecuencia

Recientemente, mediante la Resolución Exenta 801 el 2018, la CNE publicó el informe de definición de servicios complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la LGSE.

De manera ilustrativa, la Figura 2 presenta la relación entre los SSCC para regulación de frecuencia propuesta por la CNE, los requerimientos de la norma técnica y la definición temporal de los distintos servicios⁵.

⁵ En la NTSyCS se presentan los requerimientos sistémicos como bandas de frecuencia y de tensión, y los requerimientos mínimo de diseño. La definición de servicios complementarios puede presentar requerimientos más exigentes en las instalaciones que los que se presentan en la NTSyCS. En el procedimiento normativo de NTSSCC se deberían revisar las exigencias mínimas de diseño y se debería evaluar la armonización de requerimientos con el nuevo régimen de SSCC.

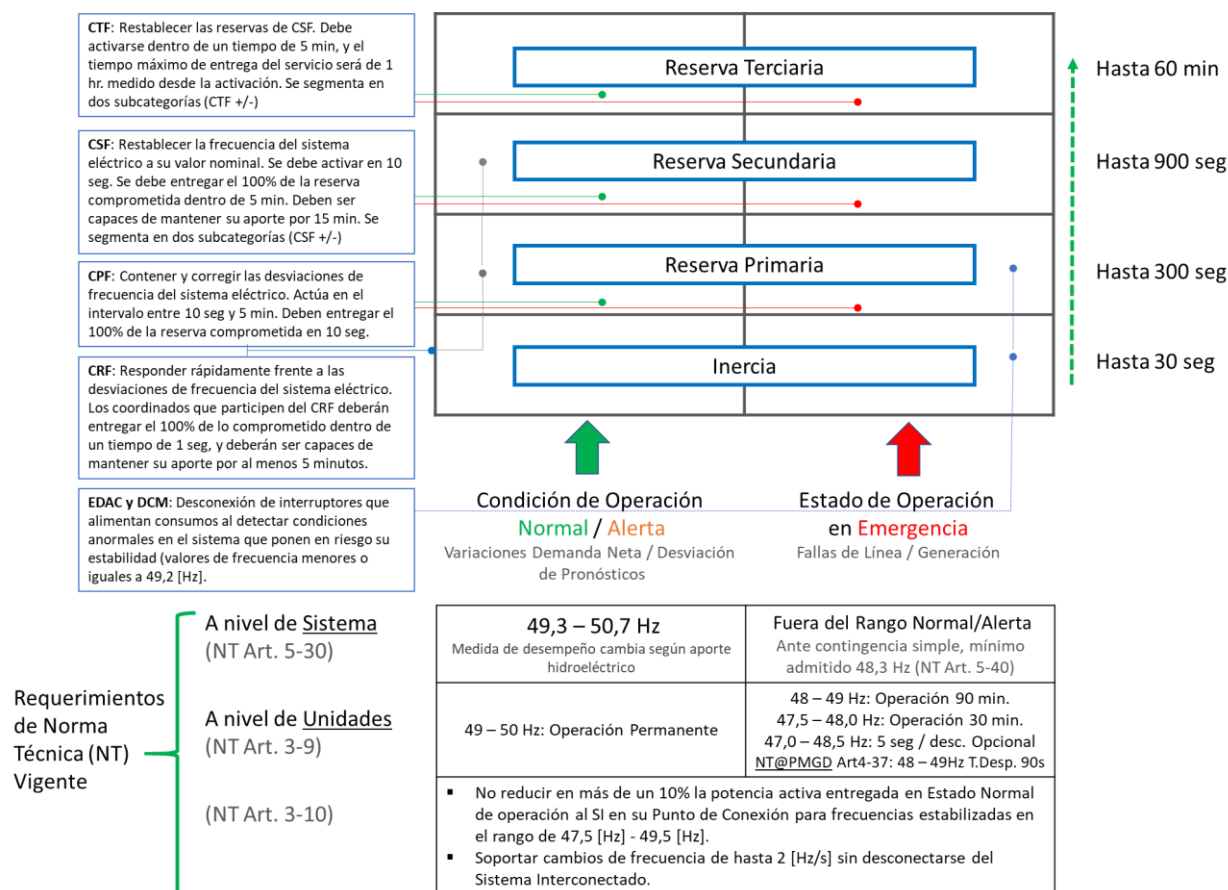


Figura 2: Definición propuesta por la CNE para los SSCC de control de frecuencia (Fuente: Elaboración Propia).

Por su parte, el Coordinador, mediante el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas* publicado en diciembre (2018) determina las reservas requeridas para el control primario de frecuencia y para el control secundario de frecuencia. Para el caso de control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia y rampas sistémicas se separa el efecto de las ERNC en la definición de dichos requerimientos. El Coordinador determinó los requerimientos indicados en la siguiente tabla.

Tabla 2: Requerimientos para control de frecuencia para el año 2019

Tipo de reserva & Causalidad	Zona Norte	Zona Centro-Sur	Total
Control Primario de Frecuencia	+108 / -63 MW	+253 / -149 MW	+361 / -212 MW
Variaciones Instantáneas⁶	+/- 24 MW	+/- 57 MW	+/- 81 MW
Consumos	+/- 20 MW	+/- 48 MW	+/- 68 MW
Incremento por ERNC	+/- 4 MW	+/- 9 MW	+/- 13 MW
Contingencias	+84 / -39 MW	+196 / -92 MW	+280 / -131 MW
Generación (grandes unidades)	+84 MW	+196 MW	+280 MW
Consumos mayores (212 MW)	-39 MW	-92 MW	-131 MW
Control Secundario de Frecuencia	+/- 70 MW	+/- 162 MW	+/- 232 MW
Bloque 01:00 – 18:00 hrs	+/- 60 MW	+/- 140 MW	+/- 200 MW
Bloque 18:00 – 01:00 hrs	+/- 88 MW	+/- 206 MW	+/- 294 MW
Rampa de Toma de Carga para CSF			+/- 34 MW/min

a.) Respecto de la Reserva para el Control Primario de Frecuencia (CPF)

Tiene la función de mantener el equilibrio / balance entre oferta y la demanda eléctrica respondiendo a desbalances instantáneos producidos por la variación natural de los consumos (junto a generación eólica y solar) o perturbaciones como la desconexión intempestiva de generación o de consumos mayores.

El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones naturales de los consumos (junto a generación eólica y solar) es tal que el rango considerado contenga el 95% de las variaciones en un periodo de 15 min.

La reserva para control primario de frecuencia relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por variaciones instantáneas de los consumos es +/- 68 MW. Considerando el efecto de las ERNC se determinó que la reserva mínima requerida aumenta a +/- 81 MW.

Por lo tanto, de acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019 **la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control primario de frecuencia de 13 MW**, lo que representa entre un 20% a 25% de aumento respecto del caso donde solo se considera las variaciones instantáneas de los consumos.

La reserva de +/- 81 MW indicada anteriormente debe estar distribuida: +/- 24 MW al norte de subestación Nogales y +/- 57 MW al sur de subestación Nogales.

La reserva para control primario de frecuencia (hacia arriba) mínima requerida para responder a contingencias de generación (unidad de gran tamaño como IEM, Kelar, U16, entre otras) es +280 MW.

⁶ El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones intempestivas es tal que el rango considerado contenga el 95% de los eventos en un periodo de 15 min.

Esta reserva debe estar distribuida: +84 MW al norte de subestación Nogales y +196 MW al sur de subestación Nogales.

La reserva para control primario de frecuencia (hacia abajo) mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos mayores (por ejemplo: consumos abastecidos desde S/E El Minero) es de aproximadamente -131 MW. Esta reserva debe estar distribuida: -39 MW al norte de subestación Nogales y -92 MW al sur de subestación Nogales.

b.) Respecto de la Reserva para el Control Secundario de Frecuencia (CSF)

Tiene la función de proveer una adecuada capacidad de respuesta para que la función del control primario de frecuencia pueda seguir la tendencia de aumento o de disminución de la demanda del sistema.

El error estadístico de la previsión de la demanda se determina como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

$$Error_Previsión_Generación_h = (G_{real_h} - G_{real_{h-1}}) - (G_{prog_h} - G_{prog_{h-1}})$$

El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender variaciones horarias de los consumos es tal que el rango considerado contenga el 95% de las variaciones en un periodo de 24 horas. El periodo indicado anteriormente se puede segmentar en distintos intervalos de tiempo. De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, se definen dos intervalos: entre las 01:00 y las 18:00 hrs; y entre las 18:00 y las 01:00 hrs. Si se considera sólo variaciones de demanda, la reserva mínima requerida para control secundario de frecuencia es +/- 201 MW.

Si se considera el efecto de las ERNC, el análisis se debe realizar sobre la demanda neta del sistema (demanda menos generación eólica y solar). De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, se determinó que la reserva requerida aumenta a +/-232 MW. El **error estadístico de la previsión de la demanda neta** se determina como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas; a ello se debe agregar la diferencia entre la rampa horaria programada y la rampa horaria efectiva de generación renovable variable.

$$\begin{aligned} Error_Previsión_Generación_no_ERV_h \\ = & \left[(G_{real_h} - G_{real_{h-1}}) - (G_{prog_h} - G_{prog_{h-1}}) \right] \\ & + \left[(ERV_{prog_h} - ERV_{prog_{h-1}}) - (ERV_{real_h} - ERV_{real_{h-1}}) \right] \end{aligned}$$

De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, **la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control secundario de frecuencia de 31 MW.**

Es crítico notar que para el caso de generación solar fotovoltaica en Chile, particularmente aquella que se ubica en la zona norte, donde se tiene escasa o nula nubosidad, en ausencia de *curtailment*, la diferencia entre la rampa horaria programada y la rampa horaria efectiva de generación solar fotovoltaica no debiera ser significativa.

De acuerdo a los criterios definidos por el Coordinador, la reserva de +/- 232 MW indicada anteriormente debe estar distribuida: +/- 70 MW al norte de subestación Nogales y +/- 162 MW al sur de subestación Nogales⁷.

Respecto a la definición del requerimiento de reserva secundaria, se debe tener en consideración las condiciones técnicas del parque generador en Chile. En la zona centro – sur, en caso de disponer de recurso hídrico, se puede dar partida a unidades hidroeléctricas a bajo costo en pocos minutos e incrementar sin costos significativos la reserva en giro (generalmente las unidades que se encuentran marginando en la operación real corresponden a centrales de embalse). Por otra parte, en la zona norte, dada la alta penetración de energía solar fotovoltaica, es esperable contar con unidades termoeléctricas operando a mínimo técnico por lo que se tiene un exceso de capacidad de regulación hacia arriba durante el día; por el contrario, durante la noche la oferta de capacidad de regulación hacia arriba en la zona norte está más restringida (detalles más adelante en Sección 4.2).

c.) Respecto de las rampas de toma de carga para el CSF

De acuerdo a análisis desarrollados por el Coordinador, principalmente entre abril y septiembre se producen altas variaciones de demanda de naturaleza intrahoraria. Estas variaciones se producen principalmente por desconexiones de clientes como respuesta a incentivos tarifarios (carga de hora de punta), quienes reducen rápidamente su demanda en instantes previos a la 6:00 pm y a la aumentan después de las 11:00pm. De manera adicional, durante todo el año se tienen los efectos de la entrada y salida del sol en la generación solar fotovoltaica. La salida del sol corresponde a situación más exigente considerando coincide generalmente con un incremento de la demanda.

Los requerimientos de CPF y CSF no especifican una capacidad de rampa intrahoraria, por lo tanto, es necesario especificar una cierta tasa de toma de carga [MW/min] para poder asegurar que la reserva del sistema sea capaz de afrontar variaciones intrahorarias. Las máximas rampas relativas a CSF se determinarán en base a las diferencias entre promedios consecutivos de 1 minuto. Se considera un intervalo de confianza de un 95%.

Se indica que los análisis estadísticos de las rampas sistémicas permiten establecer que la rampa de toma de carga mínima requerida para CSF es +/-28 MW/min. Si se considera el efecto de las ERNC se indica que dicha rampa mínima requerida aumenta a +/-34 MW/min. **Luego, según el Coordinador, la variabilidad de las ERNC implicaría una necesidad adicional de rampa sistémica de frecuencia de 6 MW/min.**

⁷ En caso de considerar su programación en bloques horarios:

+/-200 [MW] en el intervalo de operación entre las 01:00 y las 18:00 horas.
 +/-60 al Norte de S/E Nogales
 +/-140 al Sur de S/E Nogales

+/-294 [MW] en el intervalo de operación entre las 18:00 y las 01:00 horas.
 +/-88 al Norte de S/E Nogales
 +/-206 al Sur de S/E Nogales

d.) Respetto del Control Rápido de Frecuencia (CRF)

En el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*, el Coordinador no se pronuncia respecto del requerimiento de control rápido de frecuencia. Si bien en la Re CNE N° 801 de 2018 se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo levemente distintos, es crítico notar que, en la definición realizada, ambos se deben mantener por 5 minutos y buscan responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea permanentemente. Más adelante en este reporte se presenta una propuesta de mejora respecto a este aspecto (Sección 5.3).

3.2.2 Procedimientos que aplica o verifica el Coordinador

A continuación, se sintetizan algunos aspectos relacionados al cálculo del costo marginal del sistema, la determinación del costo variable no combustible de una unidad y la determinación de los costos de partida y detención.

a.) Determinación del Costo Marginal de Energía

El procedimiento de cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía (Re Ex. CNE N° 669/2017) establece que el costo marginal horario del sistema corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable que cumpla simultáneamente con lo siguiente (Artículo 13):

- La unidad no se encuentra operando a mínimo técnico.
- La unidad se encuentra operando por orden económico.

El costo variable mencionado anteriormente debe estar referido a la barra de referencia del sistema.

Para cada hora, el costo marginal se calcula como el promedio ponderado, por minutos, de los costos variables o costos de oportunidad de las centrales que, habiéndose referido previamente a la barra de referencia, estuvieron fijando el costo marginal real durante dicha hora (Artículo 2). Por lo tanto, el costo marginal horario de energía corresponde a una ponderación que actualmente el Coordinador realiza de costos marginales que han sido determinados para cada minuto de operación.

Se considera que una unidad opera por orden económico si dicha unidad se despacha en función de la lista de mérito creciente de costos variables de las unidades del sistema determinada por el Coordinador, y si el motivo de su operación es abastecer la demanda y no obedece a ninguna de las siguientes razones:

- Operación por pruebas o pruebas de puesta en servicio.
- Operación por respaldo a pruebas.
- Operación por regulación de tensión.
- Operación por seguridad del sistema.
- Operación por tiempo mínimo de operación.

b.) Verificación de Costos Variables No Combustibles (CVNC)

De acuerdo al Procedimiento de la Dirección de Operación (del ex – CDEC SIC) para Declaración de Costos Variables No Combustibles (CVNC) de Unidades Generadoras Térmicas (versión preliminar para observaciones, Artículo 15, DS 291/2007, julio de 2015), las empresas coordinadas deben declarar un único CVNC para cada uno de los combustibles que utilice la unidad térmica. El cálculo de CVNC corresponde a la suma de los Costos Variables de Mantenimiento (CVM) y los Costos Variables de Operación No Combustibles (CVONC).

Para el cálculo del CVM se debe considerar un Ciclo de Mantenimiento previsto en que el *overhaul* se encuentra al final de dicho ciclo. El CVM depende del Valor Presente del Flujo de Costos para el Ciclo de Mantenimiento y el Valor Presente del Flujo de Energía para el Ciclo de Mantenimiento. En ambos casos se debe considerar el tiempo acumulado (meses) desde el comienzo del Ciclo de Mantenimiento hasta los Mantenimientos Preventivos que correspondan. El tiempo mencionado anteriormente depende de las Horas Equivalentes de Operación de la unidad generadora, el **número de partidas estimadas** y el número de salidas intempestivas estimadas para la central en el periodo. La consideración del número de partidas estimadas y el número de salidas intempestivas estimadas se realiza para dar cuenta de la reducción de horas de operación a consecuencia de los ciclos de arranque y detención, para ello, se utiliza un factor definido por el fabricante⁸.

Para determinar los costos de los mantenimientos preventivos se debe utilizar las intervenciones programadas previstas a lo largo del ciclo de mantenimiento de la unidad generadora.

c.) Determinación de costos de partida y detención de unidades termoeléctricas

Los costos de partida y detención de unidades termoeléctricas los determina la Dirección de Operación del Coordinador considerando el costo de combustible, el costo de energía eléctrica, la cantidad y tipo de combustible, y la cantidad de energía eléctrica consumida durante el proceso de partida. Para ello, se utiliza las indicaciones establecidas en el Anexo de la Norma Técnica: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.

El costo de partida para una turbina de vapor debe incluir los costos de combustible desde el inicio del fuego en la caldera hasta la operación a mínimo técnico de la unidad, y el costo por consumo de sus servicios auxiliares durante el proceso de partida.

El costo de partida para un ciclo combinado debe incluir los costos de combustible requeridos para arrancar el inicio de la flama de la primera turbina hasta la operación a mínimo técnico de la unidad de vapor, y el consumo de sus servicios auxiliares durante el proceso de partida. A lo anterior hay que restar la integración de la generación neta de energía desde la sincronización de la primera turbina hasta la sincronización de la turbina de vapor.

⁸ La consideración del número de partidas no tiene relación con que se pague el costo de partida, sólo con la consideración del número de partidas en el costo de mantenimiento de la central.

El costo de combustible se determina a partir del precio de combustible (de la unidad) que se encuentre vigente para la Programación de Corto Plazo. El costo de energía se determina en función del precio de nudo de corto plazo de la energía que se encuentre vigente.

Los valores de costos de partida y detención deben ser actualizados de acuerdo a las variaciones que experimente el precio de combustible y el precio de la energía, siempre y cuando dichas variaciones sean superiores al 10% respecto del último valor considerado.

Las empresas deben informar:

- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida.
- Tiempo requerido para el proceso de partida.
- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención.
- Tiempo requerido para el proceso de detención.
- Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida.

Los valores indicados anteriormente deben estar desglosados en los siguientes periodos, según corresponda:

- Desde inicio del proceso de partida hasta la sincronización.
- Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a mínimo técnico.
- Desde la operación a mínimo técnico hasta la operación a potencia nominal.
- Desde la operación a potencia nominal hasta la desconexión.
- Desde la desconexión de la unidad hasta el término del proceso de detención.

Para turbinas a vapor se debe informar las variables mencionadas anteriormente para procesos de partida en frío y caliente. También se debe informar el tiempo mínimo, medido en horas, que la unidad generadora debe estar en estado de apagado para que alcance la condición de estado en frío. En el caso que las unidades se detengan por un tiempo menor al informado para alcanzar el estado en frío, se considerará que la unidad se encuentra en estado en caliente, o en algún estado intermedio según los datos que defina la empresa generadora para sus unidades.

d.) Procedimiento de Programación de la operación de corto plazo

La Programación de la Operación de Corto Plazo (PCP) corresponde al proceso para elaborar el programa diario o predespacho, con el cual se establece el estado operativo y generación media horaria de las unidades generadoras para cada una de las 24 horas del día del programa respectivo.

La PCP debe cumplir con los requerimientos de reserva en giro necesarios para un adecuado control de frecuencia en el sistema, de acuerdo a los niveles mínimos de reserva que ha definido el Coordinador para cumplir con los estándares establecidos en la NTSyCS. Estos niveles mínimos de reserva se definen al menos una vez al año en el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas* (que ha sido revisado en la Sección 3.2.1 de este reporte).

Como se indicó en la Sección 3.1.2, el Coordinador debe realizar la programación de la operación optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente con los principios de coordinación de la operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE.

El PCP se realiza para cumplir con los siguientes objetivos:

- Coordinar las solicitudes de trabajos de las instalaciones coordinadas.
- Establecer la previsión de demanda de corto plazo.
- Establecer la previsión de generación de corto plazo centrales eólicas, solares y centrales hidráulicas de pasada a las cuales no se les determina un costo de oportunidad del agua embalsada en la Programación de Mediano y Largo Plazo.
- Establecer el estado operativo de las instalaciones y generación media horaria de unidades generadoras para cada una de las 24 horas de los días a programar respectivos con el objetivo de abastecer los consumos manteniendo la seguridad global del sistema a mínimo costo de operación de acuerdo a los supuestos considerados en la programación.
- Calcular los Factores de Penalización (FP).
- Calcular la Tabla de Costo Variable (TCV) del conjunto de unidades del sistema.
- Entregar las directrices al CDC para la operación en tiempo real del Sistema, conforme a las condiciones de operación esperadas del sistema.

La información requerida para el desarrollo de la PCP se detalla en el Procedimiento DO de Programación de Corto Plazo. En general se considera la información enviada al Coordinador hasta las 10:00 horas del día hábil previo al día de operación a programar. Toda información que se recibe después de ese horario en general no se considera en la PCP.

El proceso de cálculo y emisión de la PCP considera básicamente las siguientes actividades (en orden):

- Obtención de la información para la programación.
- Ingreso de datos al modelo de PCP.
- Verificación de consistencia de los datos de entrada.
- Obtención del PCP.
- Cálculo de factores de penalización (FP).
- Cálculo de la Tabla de Costo Variable (TCV).
- Emisión de la PCP.

Una vez obtenida la PCP, FP y TCV, la Dirección de Operación emite dichos documentos entre 17:00 y 20:00 horas aproximadamente. Una vez publicada la PCP, los Coordinados pueden emitir observaciones dentro de una hora aproximadamente. Las observaciones a la PCP que sean acogidas por la DO, pueden ser consideradas en un redespacho que realice el CDC.

El siguiente diagrama ilustra el proceso de PCP del Coordinador.

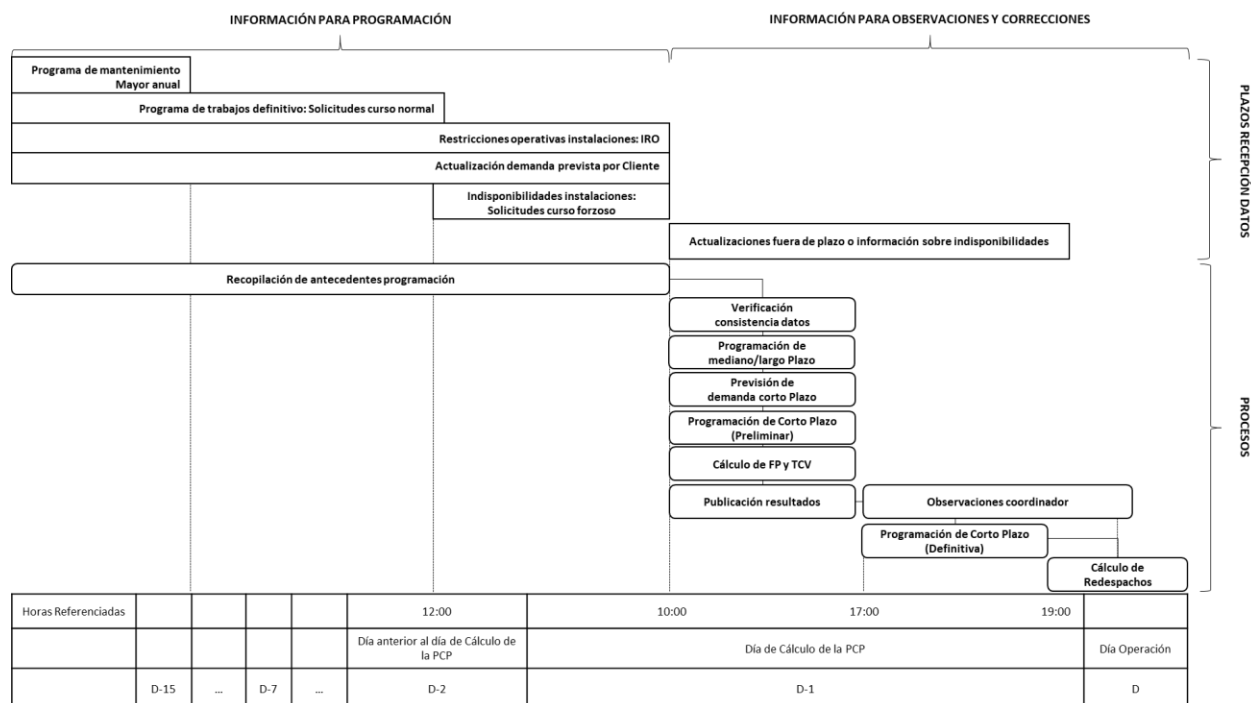


Figura 3: Proceso de desarrollo de una PCP y plazos involucrados (Fuente: Elaboración propia, adaptado de CDEC-SING P-006/2009 y presentación del Coordinador Eléctrico Nacional 11/09/2017)

De acuerdo a las definiciones desarrolladas por el ex CDEC – SING, un **redespacho** corresponde a la modificación de la PCP, emitida por el Centro de Despacho y Control (CDEC-SING P-006/2009)⁹.

En caso de la PCP de días no hábiles, correspondientes a días de fin de semana o cualquier día feriado que se presente, sea este contiguo o no a un fin de semana, el horizonte a programar abarca las horas de los días no hábiles y las horas del día hábil siguiente a estos días.

e.) Operación en tiempo real

El Coordinador cuenta con un Centro de Despacho y Control (CDC) para la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras, subestaciones y líneas de transporte sujetas a su coordinación. Las instrucciones del CDC deben ajustarse a lo menos a lo establecido en:

- Normativa legal vigente.
- Reglamento Interno y Procedimientos del Coordinador.
- Políticas de operación en vigencia.
- Programa Diario derivado de la PCP.

El CDC debe realizar las siguientes funciones:

⁹ En la página web del Coordinador, desde el 21 de noviembre de 2017, día en que se establece el hito de unificación de ambos CDEC en el CEN, no se registran modificaciones al PCP definitivo.

- Coordinar en tiempo real el despacho y operación de las instalaciones sujetas a la coordinación con el fin de preservar la seguridad de servicio del sistema.
- Coordinar en tiempo real la operación a mínimo costo de las instalaciones sujetas a la coordinación.
- Impartir las instrucciones necesarias para coordinar la recuperación del servicio.
- Coordinar y asignar la regulación de frecuencia y reserva en giro.
- Verificar y ajustar la reserva de potencia del sistema para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.
- Coordinar y controlar la regulación de tensión del sistema.
- Monitorear y evaluar el comportamiento del Control Automático de Generación (AGC).
- Llevar el control de eventos e informaciones relevantes tales como:
 - Modificaciones de programa.
 - Salidas de servicio de unidades generadoras, subestaciones y líneas de transporte.
 - Períodos de regulación de frecuencia de las centrales reguladoras.
 - Hora de incrementos o reducción de generación de unidades generadoras.
 - Fallas de equipos y desconexiones.
 - Declaraciones, cancelaciones y Condiciones Especiales de Operación.
 - Demandas horarias.
 - Activación de limitaciones de operación.
 - Operación de centrales generadoras u otros equipos por requerimientos de reactivos.
 - Reposición de Equipos.

3.3 Casos de programación de la operación, operación efectiva y desvíos de la operación

A continuación, se presenta de manera general tres casos de operación del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de penetración de energía renovable variable actual.

3.3.1 Caso 1: Sub-estimación de pronósticos centralizados de generación solar

La Figura 4 presenta la operación reciente del Sistema Eléctrico Nacional, particularmente el 4 de septiembre de 2018¹⁰. Se ilustra la generación agregada por tipo de tecnología y el factor de emisiones estimado a nivel sistémico; la generación solar y eólica por zona¹¹; y la generación a carbón y gas en la zona norte del sistema eléctrico.

¹⁰ Día escogido al azar.

¹¹ Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

Durante el día en cuestión, la generación renovable variable (eólica y solar) fue un 11,9% de la generación diaria, no obstante, a las 3 pm la generación renovable variable representó un 25% de la demanda¹². Adicionalmente, el conjunto las centrales a carbón del SEN Norte Chico (SEN NC) operaron ciclando entre 171 MW y 618 MW. Por su parte, las centrales a carbón ubicadas en el SEN Norte Grande (SEN NG), a nivel agregado, operaron ciclando entre 889 MW y 2055 MW. En este contexto, cada una de las centrales termoeléctricas operaron entre el mínimo nivel de operación que permite el cumplimiento de límites de emisión definidos en los instrumentos de gestión ambiental que afectan la operación de la unidad y su potencia nominal.

Por su parte, las centrales a gas en el norte grande ciclaron en modo prendido y apagado diario, es decir se detienen durante la mañana cuando comienza a aumentar la generación solar fotovoltaica y se encienden nuevamente al final de la tarde.

El costo marginal programado en la zona norte difiere del costo marginal real debido a una combinación de factores (Figura 5). Primero, la demanda en la zona norte fue menor a la programada; tanto para el caso del SEN NG como del SEN NC fue entre 150 y 200 MW menor a la programada. Segundo, se produjo más generación solar que la pronosticada de manera centralizada por el Coordinador en algunas centrales. Tercero, la generación eólica en el SEN NG también fue mayor a la pronosticada en algunas centrales. La generación a carbón fue menor a la programada en las centrales del SEN NC entre la media noche y las 8pm; por otra parte, en el SEN NG la generación de centrales a carbón fue mayor a la programada fuera de las horas de sol, pero fue menos a la programada en el horario solar. La Central Angamos 2 operó a plena capacidad (fuera del horario solar) y no estaba programada. Esta operación fuera de programa se debe a que el día antes, la unidad salió de servicio a las 6 de la tarde (de manera no programada) y entró nuevamente en servicio a las 10pm. Finalmente, la generación a gas fue menor a la programada en el SEN NG. Los desvíos indicados previamente representan sólo una parte del total de desvíos que ocurrieron durante el día.

A diferencia de lo indicado por [5]¹³, es posible observar que durante el día ocurren múltiples desvíos, de distinta naturaleza, simultáneamente. El análisis de los desvíos reviste de una alta complejidad por los siguientes factores:

¹² La generación diaria fue 203 GWh; la demanda máxima 9 GW a las 10 AM; y la demanda neta máxima fue 8,9 GW a las 10 PM. La generación renovable variable fue 24,3 GWh (un 11,9% de la generación total diaria). La generación renovable variable máxima fue 2,2 GW a las 3pm (un 25% de la demanda a las 3PM). La generación solar fue 14,9 GWh, la generación solar máxima fue 1,59 GW a las 1PM (17% de la demanda a las 1 PM). La generación eólica fue 9,4 GWh, la generación eólica máxima fue 609 MW a las 4 PM.

¹³ Se indica:

“El diagnóstico de las condiciones técnicas e información que dispone el Coordinador permite inferir que la aplicación de un mecanismo que hace vinculante el despacho programado de las unidades generadoras no reviste complejidad. La única mejora adicional que debiera desarrollarse es un mecanismo de cálculo y asignación de los costos de cada redespacho... De manera análoga a los desvíos de generación, se pueden producir desvíos de demanda, los que deberían ser liquidados de igual forma que los desvíos de generación.”

- El efecto de los desvíos es local; depende de factores como restricciones de transmisión, objetivos de cumplimiento de restricciones de regulación de frecuencia por subsistema, entre otros.
- El número de unidades que presentan desvíos (tanto gestionables como no gestionables).
- La resolución temporal del análisis requerido; se debe observar desvíos, al menos, con resolución horaria; desvíos netos diarios no son explicativos de efectos de interés en el sistema.
- Desvíos de demanda son coincidentes con desvíos de generación ERV y gestionable.
- Condiciones iniciales del PCP generalmente están desviadas respecto de la operación real.
- Múltiples causas de limitaciones sobre unidades de generación, con distintos efectos.
- Los efectos de los desvíos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la temporalidad del desvío, es posible observar efectos acumulativos de múltiples factores.
- Efectos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la magnitud del desvío. Se debe observar con especial atención fallas o limitaciones de unidades en periodos críticos (fin del horario solar); fallas o limitaciones de unidades que proveen servicios de regulación de frecuencia; desvíos de generación eólica en periodos críticos (fin del horario solar); limitación de control de cota o agotamiento de embalse al inicio del día; etc.
- Necesidad de definir qué es un “desvío esencial” de pronóstico (modelación), es decir, aquel que no se puede reducir con mejor desarrollo de mejor modelación; y qué es un desvío de pronóstico (modelación) que se puede reducir (gestionar) mediante una mejora del modelo.
- Necesidad de definir cuándo los desvíos respecto de la programación se deben a desafíos de convergencia de la simulación o desafíos de la configuración de la herramienta que se utiliza para realizar el PCP. En algunos casos es relevante en la definición de uso de agua de embalses.
- Necesidad de definir cuándo los desvíos respecto de la programación se deben a error humano producto del proceso de ejecución del Programa de Corto Plazo (PCP).
- Diferencias estructurales en la forma de determinar el costo marginal programado (mediante el modelo) y el costo marginal real. Entre otros factores, el primero se realiza con resolución horaria; mientras el segundo, para una hora, se determina como el promedio ponderado por minuto del costo variable de la unidad marginal (pudiendo haber más de una unidad marginal durante una hora).

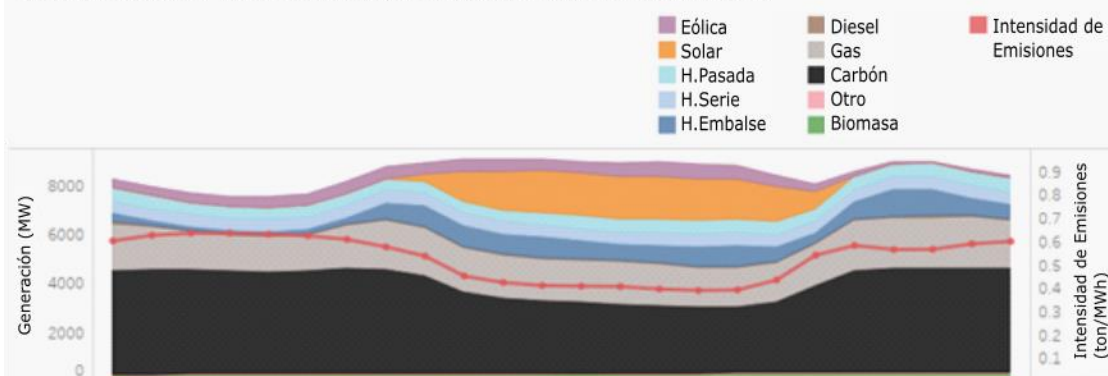
Por lo tanto, para un nivel de esfuerzo definido, el análisis sistemático y periódico de los desvíos debería estar acompañado de un análisis de causa raíz para determinar el efecto de los desvíos y la definición de responsabilidades para realizar una mejor asignación de costos. **Dado que en muchos casos se trata de**

efectos sistémicos, es crítico evaluar si la “mejor asignación” sería real (o efectiva) o es simplemente una percepción de mejor asignación.

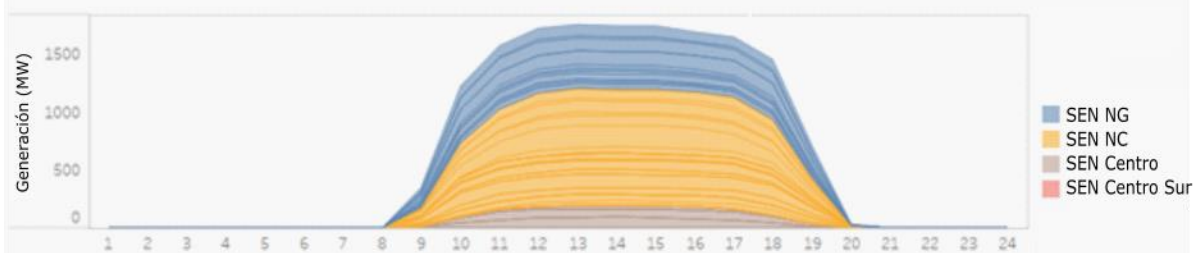
Respecto de los desvíos de la operación, en función de lo indicado en la Sección 2, se tiene:

- El comportamiento de un agente, por sí solo, no tiene un claro efecto en el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal); el costo del servicio emerge por la interacción de todos los agentes del sistema.
- Un agente por sí solo no es capaz de controlar el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal).

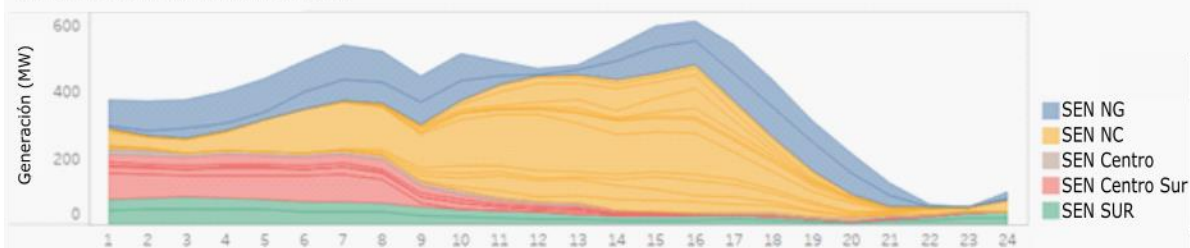
Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



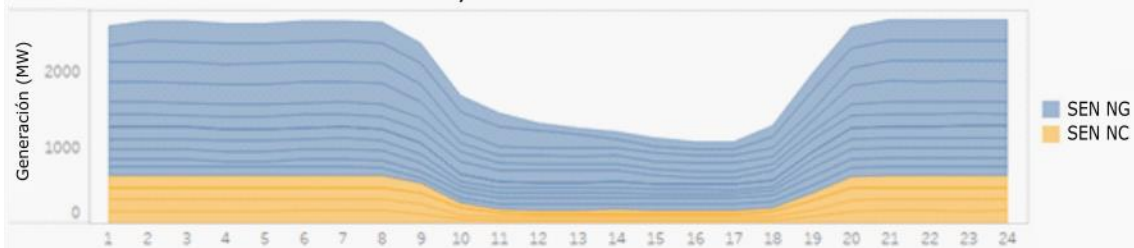
Generación Solar Fotovoltaica en el SEN



Generación Eólica en el SEN



Generación a Carbón en el SEN NG y SEN NC



Generación a Gas en el SEN NG

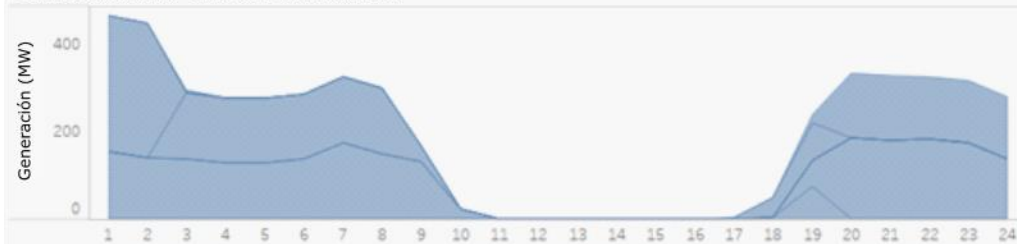


Figura 4: Operación SEN – 4 de septiembre de 2018. Fuente: Elaboración propia.

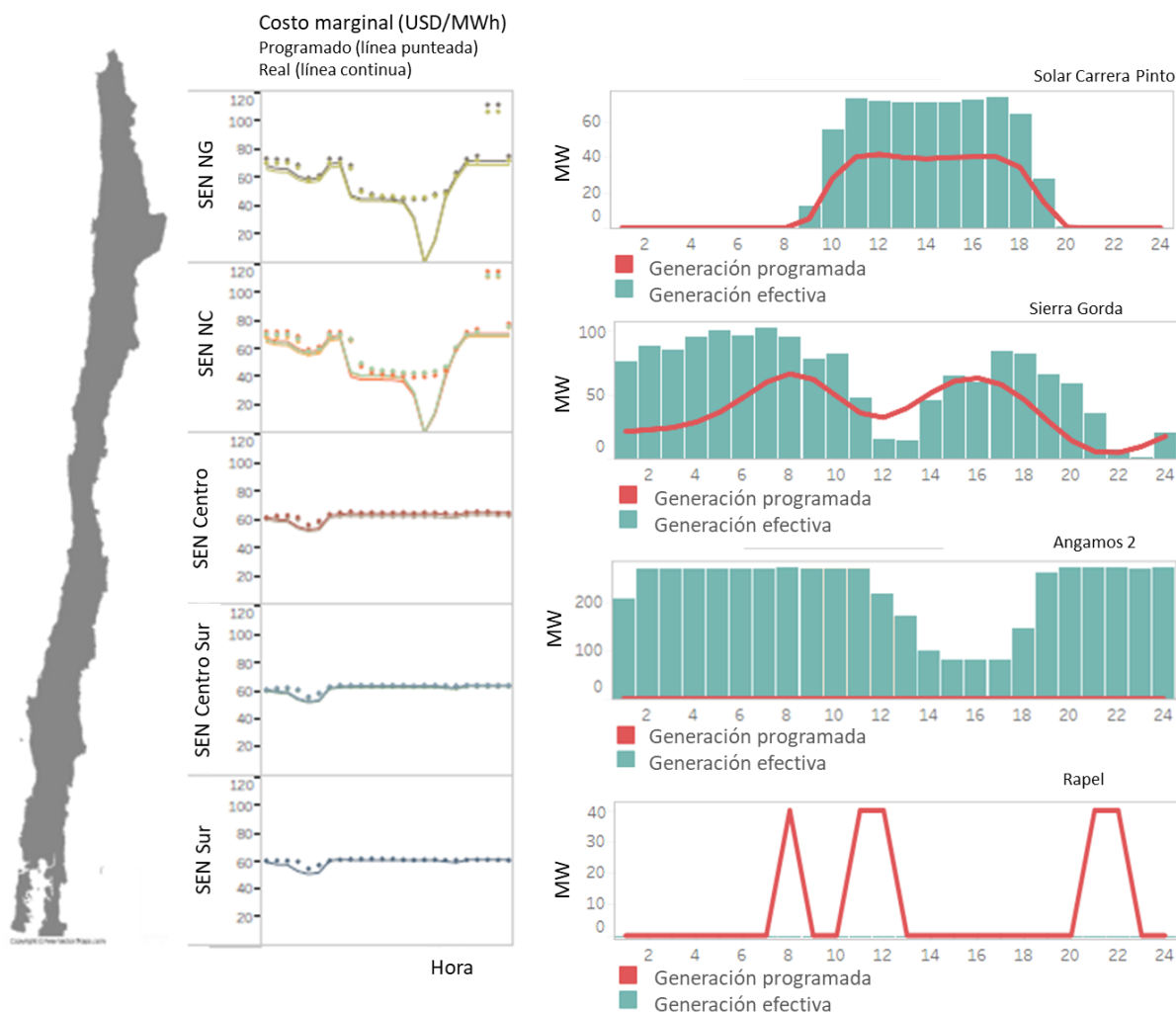


Figura 5: Costo marginal y casos particulares de desviaciones de generación en el SEN (4 de septiembre de 2018). Fuente: Elaboración propia.¹⁴

Finalmente, para el caso del servicio de regulación de frecuencia lo indicado anteriormente puede estar en línea con parte del diagnóstico indicado en [5], donde también se destaca la complejidad del desafío de asignación de costos en casos en que la metodología de cálculo de capacidad de reserva no es aditiva¹⁵.

¹⁴ Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

¹⁵ Se indica: “En lo que se refiere a la metodología de cálculo de la capacidad de reserva necesaria, se pueden diferenciar dos casos, aquel en el que la metodología se basa en calcular la reserva total de forma aditiva y aquel en el que la metodología no es aditiva. Por metodología aditiva nos referimos a que la metodología asigna a cada generador o tecnología un requerimiento de reserva que es aditivo, esto es, que se suma directamente en el requerimiento total. En este caso, el reparto coherente con tal metodología es trivial: esa cantidad de reserva, y su proporción en el volumen total de reservas, se podrían utilizar como proxy para asignar los costos de reserva de capacidad... En el caso de que la metodología fuese no aditiva, el problema de asignar la responsabilidad es más

3.3.2 Caso 2: Limitación de unidades en el SEN - Centro

La Figura 6 ilustra desvíos en la operación del sistema el 18 de diciembre de 2018.

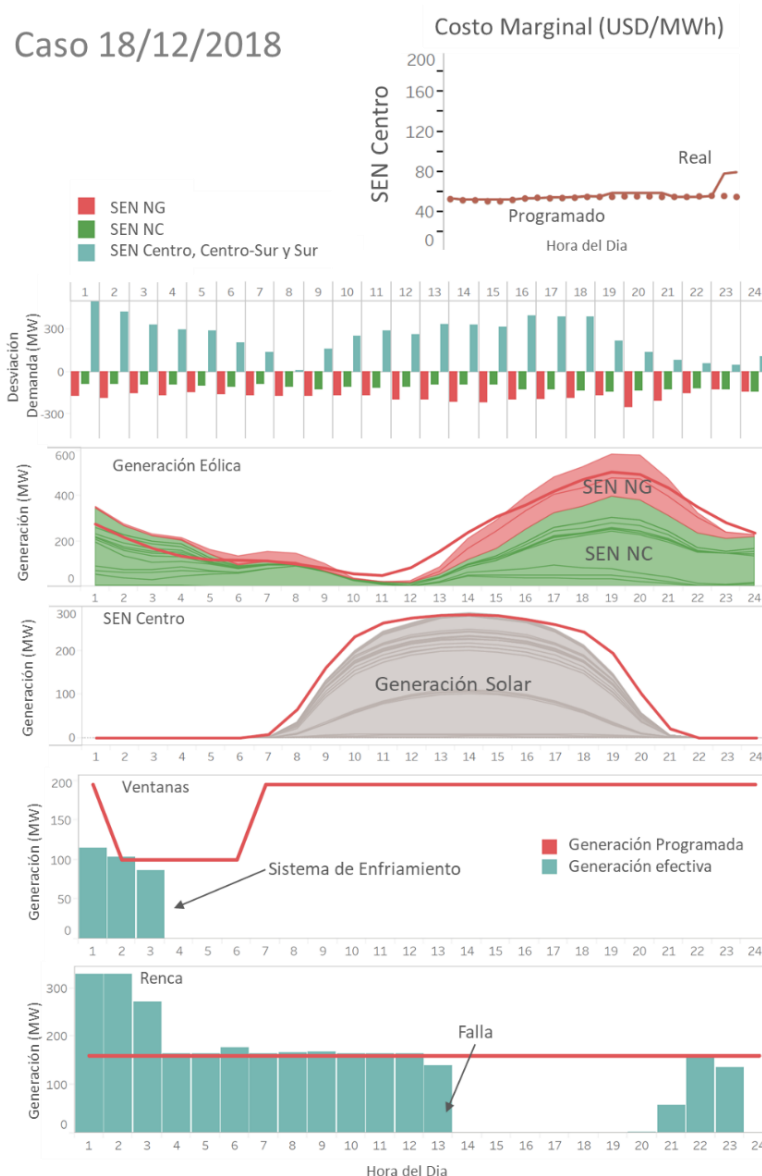


Figura 6: Dinámicas operacionales en la operación del sistema del 18 de diciembre de 2018. Fuente: Elaboración propia¹⁶.

complejo. Hay diferentes alternativas para estimar el volumen de reserva imputable a los distintos recursos, pero por el momento están basadas en estudios académicos que no han sido implementados en la práctica (por ejemplo, se podría aplicar el método de convolución estadística junto con criterios “con y sin” el recurso en cuestión). De momento ningún sistema eléctrico está aplicando una asignación de costos parecida”.

¹⁶ Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

A nivel agregado se observa los desvíos en el pronóstico de la demanda coinciden con los desvíos de pronósticos de generación eólica en la zona norte y de generación solar (en menor medida) en la zona central. Durante el día también ocurren fallas en Central Ventanas y Nueva Renca. El costo marginal en la zona central no se ve afectado por las desviaciones durante parte importante del día (sólo cambia al final del día). Se observa como a nivel agregado la generación eólica en la zona norte parte desviada del pronóstico que se utiliza para realizar el PCP. También la generación de unidades térmicas parte desviada de los niveles de generación establecidos en el PCP.

3.3.3 Caso 3: Desviaciones de generación y efecto en el costo marginal en el SEN Norte

La Figura 7 ilustra ciertas dinámicas operacionales (desvíos) en la operación del sistema el 9 de diciembre de 2018. Respecto las desviaciones de costo marginal, no hubo desviaciones en la zona central. No obstante, hubo desviaciones importantes del costo marginal en la zona norte del sistema eléctrico nacional; primero, al inicio del día el costo marginal fue menor al programado; después, durante el día se produjo vertimiento y consecuentemente costo marginal cero de manera no programada; y posteriormente, al final del día el costo marginal fue más de 100 USD/MWh superior al programado.

La demanda horaria fue entre 100 y 300 MW menor a lo programado en la zona norte. Consecuentemente, la generación a carbón también fue menor a lo programado. Se produjo una falla de Cochrane 2 al final de la tarde, que coincide con la caída de la generación solar y eólica en la zona. Junto con la falla de Cochrane 2 se da orden de despacho a la U16, pero a las 18:18 hrs dicha unidad sale de servicio estando en proceso de partida (con solo 24 MW). La U16 se sincroniza finalmente alrededor de las 22:00 hrs, dos horas después de lo programado.

El vertimiento durante el día se debe a múltiples factores, en parte a que la Central Guacolda 1 opera fuera de programa y Eólica Punta Sierra opera 50 MW más de lo programado a partir de las 14:00 hrs.

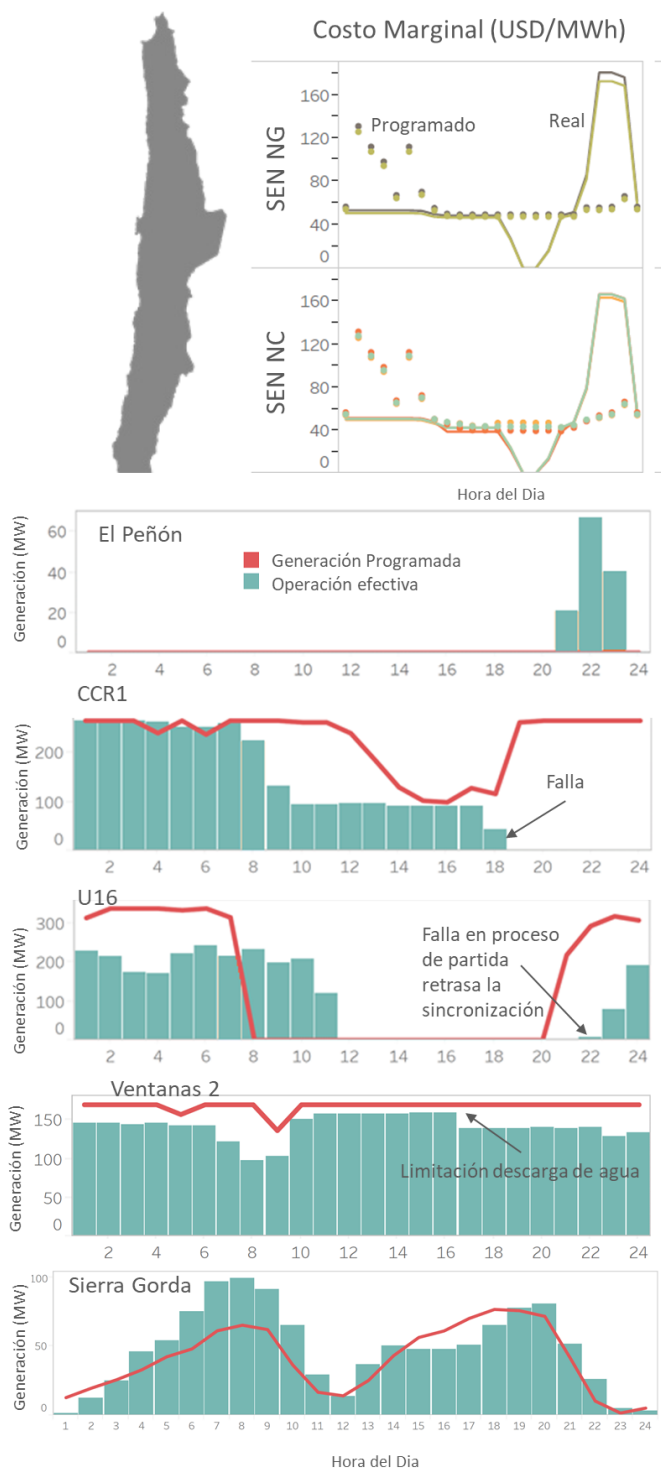


Figura 7: Dinámicas operacionales en la operación del sistema del 9 de diciembre de 2018. Fuente: Elaboración propia.¹⁷

¹⁷ Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

4 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta

Para la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) tanto la CNE como el Coordinador Eléctrico Nacional deben considerar, entre otros, **los Requerimientos de Flexibilidad Operacional del sistema eléctrico** que permitan un adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance (DS 113, Artículo 10°); con el objetivo de lograr una operación segura y económica tanto en el corto, mediano y largo plazo.

La regulación vigente no cuenta con una definición clara del concepto Flexibilidad Operacional o Requerimiento de Flexibilidad Operacional. El concepto de flexibilidad operacional es una propiedad “*no tradicional*” del sistema eléctrico, cuya definición tiene diversas dimensiones. Una definición de flexibilidad operacional a nivel de sistema eléctrico es *la capacidad del sistema de modificar su producción en X MW, en un tiempo Y, a costo Z* [6] [7]. La definición indicada anteriormente también puede ser evaluada a nivel de central.

La flexibilidad del sistema eléctrico (en su conjunto) en un momento determinado depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, de qué centrales están presentes en un determinado instante, el nivel de producción de dichas centrales y la existencia de limitaciones que puedan afectar la producción (o capacidad de cambio de producción) de las centrales, como por ejemplo la activación de restricciones de capacidad de transferencia de líneas de transmisión.

Se pueden distinguir **dos tipos de flexibilidad operacional** en los sistemas eléctricos.

- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de balance** del sistema eléctrico. Los requerimientos de balance se producen por:
 - Variaciones instantáneas en periodos menores a 15 minutos de:
 - La demanda, y
 - La generación renovable variable.
 - Falla de centrales y desconexión de demanda,
 - Desviación en el pronóstico de cambio, en periodos de una hora, de:
 - La demanda, y
 - La generación renovable variable.
- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de variabilidad** para el seguimiento de la demanda neta. Este tipo de flexibilidad tiene relación a la necesidad de enfrentar cambios de la demanda neta en periodos de una a varias horas, es decir, **adecuar** el suministro provisto por unidades de generación gestionables a las necesidades de la demanda neta del sistema eléctrico. Para ello un

conjunto de unidades de generación gestionables requieren ciclar, ya sea en modo prendido / apagado, o entre mínimo técnico y potencia nominal; por lo tanto, se requiere capacidad de generación flexible, efectiva para los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

Actualmente el factor que explica en mayor proporción los requerimientos de balance es la necesidad de soportar la falla de la unidad de mayor tamaño del sistema. En la medida que la penetración de recursos renovables variables aumenta en los sistemas eléctricos, o es altamente impredecible [7] [8], las variaciones instantáneas y las desviaciones en pronóstico de cambio en 1 hora tendrán mayor preponderancia en la necesidad de requerimientos de balance. No obstante, el aumento de la reserva en giro puede ser contenido mediante el uso de unidades de partida rápida (que están detenidas) [9].

Por parte de las desviaciones en los pronósticos, **es crítico notar que hay dos formas de gestionar los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.** En otras palabras, si fuera factible un proceso de programación de la operación más adaptable y un despacho más flexible, que pudieran sobrellevar errores de proyección, entonces los errores de pronóstico de generación renovable variable y demanda serían menos relevantes.

4.2 Requerimiento previsible de atributos de flexibilidad en Chile

En el mediano y largo plazo se tendrá una mayor instalación de generación renovable variable debido principalmente a la renovación de contratos de clientes libres; la entrada en operación de nuevos contratos de clientes regulados; la mayor competitividad de la generación renovable variable frente a los costos variables de generación a gas y carbón, y los compromisos de descarbonización de la matriz de generación eléctrica. En este contexto, dada las condiciones de mercado, hacia el año 2030 se podría tener que hasta un 80% de la generación del país sea provista con energía renovable (incluida generación hidroeléctrica en escenario de hidrología húmeda) [10] [11].

La flexibilidad en los sistemas eléctricos se puede proveer de múltiples fuentes, emplazadas en distintos puntos del sistema eléctrico. Los requerimientos zonales de flexibilidad para una operación económica se ven afectados por la disponibilidad de transmisión [7]. En ese contexto, existe una tensión entre el desarrollo de una oferta de flexibilidad localizada de manera más distribuida y el desarrollo de una oferta de flexibilidad más concentrada (menos distribuida) pero acompañada de mayor capacidad de transmisión. Si bien se tiene la intención de contar con holguras de transmisión en el largo plazo, también existe una tensión entre la intención de holgura de transmisión y la disponibilidad efectiva de dicha holgura de manera oportuna; que se exagera por la intención de contar con eficiencia económica en el desarrollo de transmisión y la rapidez de desarrollo de sistemas renovables variables distribuidos. Por otra parte, desafíos de validación comunitaria de la infraestructura de transmisión producen incertidumbre respecto de la capacidad de desarrollar nuevas obras importantes de transmisión de manera oportuna.

A nivel internacional se han comenzado a aplicar distintas políticas para reducir emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico, entre las cuales se encuentra: prohibición de generar con

carbón, estándares de emisiones de CO₂ (límites de emisiones por unidad de energía producida), mercado de permisos de emisiones de gases de efecto invernadero, impuesto a emisiones, acuerdos voluntarios público – privados, o una combinación de ellos. Para ejemplificar un par de escenarios posibles de la evolución de la producción de energía eléctrica en Chile, a modo de referencia, la Figura 8 presenta la curva de duración de la demanda neta del sistema eléctrico y la generación renovable variable coincidente en distintos escenarios (2017, 2021 y 2026).

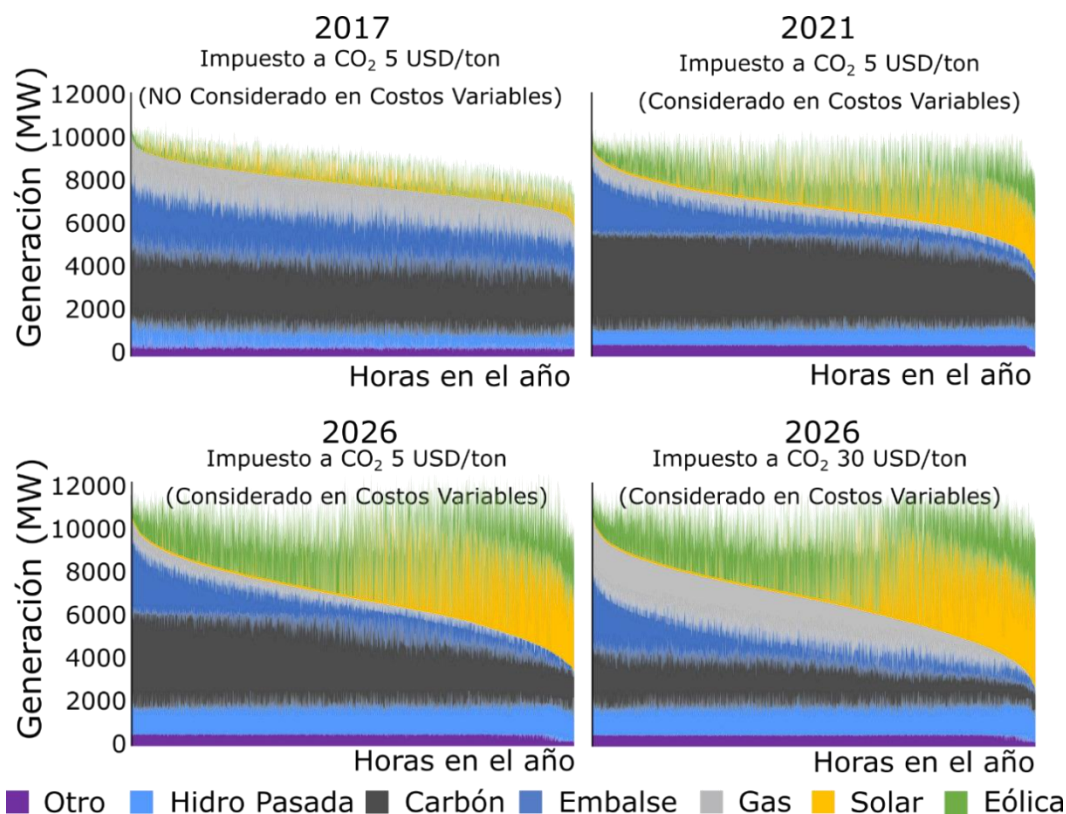


Figura 8: Operación del sistema eléctrico en 2017, caso ilustrativo 2021 y 2026 [10].

A medida que aumenta la generación renovable variable, se observa un cambio significativo en la forma (pendiente) de la curva de duración de la demanda neta ilustrada en la Figura 8. Además, en cada escenario, se ha segmentado la curva de duración de la demanda neta de acuerdo al tipo de generación que se utilizaría para abastecerla (carbón, gas, hidroeléctrica de pasada, hidroeléctrica de embalse u otra fuente de generación) [10]. Si bien al año 2021 se espera un fuerte aumento de la generación renovable variable, también se espera que a medida que la demanda aumenta, se cuente con una mayor utilización de las centrales a carbón existentes¹⁸.

En comparación con la generación proyectada al año 2021, la generación a carbón comenzaría a disminuir nuevamente hacia el año 2026 debido a una mayor penetración de fuentes de generación renovables

¹⁸ Bajo el contexto de costos combustibles observados durante el año 2017. No se consideró take-or-pay de gas, es decir, gas inflexible a costo variable combustible igual a cero, ni disponibilidad de gas argentino.

variables. En caso de implementarse una política de mayor impuesto al CO₂, incorporado en el costo marginal, una mayor cantidad de generación a carbón podría ser desplazada, en parte, por generación en base a gas natural¹⁹. Lo anterior implica que mediante una política de impuesto a CO₂ apropiadamente alineada con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, ciertas centrales a carbón dejarían de operar por condiciones de mercado²⁰. No obstante, mientras no se cuente con otro tipo de sistemas capaces de proveer servicios de balance (regulación primaria y secundaria de frecuencia) de manera competitiva en la zona norte del SEN, cierto nivel de generación a carbón seguiría siendo necesaria en dicha zona del sistema eléctrico²¹.

Tomando como referencia el desarrollo actual y previsible en un periodo de 5 años del parque de generación²²; del sistema de transmisión; la demanda; la señal de costo de inversión; y el precio de energía, potencia y servicios complementarios vigente; la necesidad de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico de manera segura y económica produce que unidades térmicas deban operar frecuentemente a mínimo técnico o de manera intermitente (modo de partida y parada diaria), principalmente en la zona norte del sistema eléctrico nacional. Por su parte, centrales a gas operan con encendidos y apagados frecuentes.

La Figura 9 (imagen izquierda) ilustra, en la parte superior, la curva de consumo específico de una unidad a carbón tipo; en el centro, el histograma de operación respecto de la potencia nominal de la unidad (o factor de planta horario)²³ para un periodo de un año; y en la parte inferior, la operación esperada de una central termoeléctrica a carbón en la zona norte de Chile [12]. Se espera a futuro una cantidad significativa de horas de operación a mínimo técnico (definido para este caso, a modo ilustrativo, como el 40% de la potencia nominal de la central). Por lo tanto, en un contexto de alta disponibilidad de generación solar fotovoltaica es crítico que el mínimo técnico de las centrales a carbón sea lo menor posible²⁴.

¹⁹ El nivel de generación a carbón desplazada depende de varios factores, entre ellos, el nivel del impuesto, y el precio relativo del gas respecto del carbón. El ejercicio realizado consideró la aplicación de un impuesto a las emisiones de CO₂ a todas las unidades, independiente de su tamaño.

²⁰ Esta dinámica, obviamente, también se podría dar simplemente por el hecho de contar con suministro de gas argentino a precios más competitivos.

²¹ Más información en: “*Renewable Energy Integration Opportunities in Chile*”. Presentación realizada por inodú en MIT (mayo 2018) [13].

²² Junto a los parámetros técnicos vigentes.

²³ En el eje x se presenta el factor de planta horario (en porcentaje) respecto de la capacidad nominal de la central

²⁴ Teniendo en consideración que el mínimo técnico depende de las condiciones de diseño y prácticas de operación vigentes en un momento determinado. Cambios en las condiciones de diseño, mediante inversiones, y/o prácticas de operación pueden hacer factible una reducción del mínimo técnico.

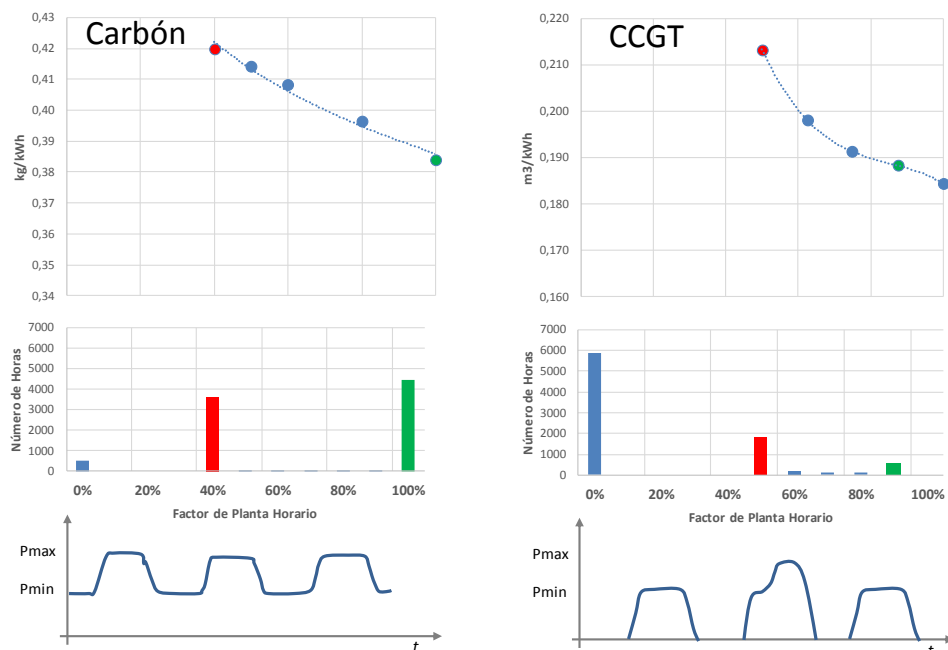


Figura 9: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año [12]²⁵.

Por su parte, la sección derecha de la Figura 9 ilustra un modo de operación probable para central de ciclo combinado operando con gas, donde también la operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad como el 50% de la potencia nominal), sería un modo de operación frecuente, incluso más utilizado que el modo de operación a potencia nominal. Al igual que lo indicado para las centrales a carbón, en un contexto de alta integración renovable es crítico que el mínimo técnico de las unidades a gas sea lo menor posible.

Considerando los modos de operación esperados, se visualiza que las centrales térmicas comienzan a evolucionar hacia un modo de operación donde su valor se encuentra en la opción de complementar a las energías renovables variables mediante la opción de modificar su nivel de producción de manera rápida, competitiva y sostenible en el tiempo; y la provisión de reservas para control de frecuencia.

Dado los costos actuales de generación solar fotovoltaica en la zona norte, es posible indicar que una mayor penetración de energía solar se puede justificar como medida de eficiencia económica para disminuir los costos variables de operación y la intensidad de emisiones a nivel de sistema durante las horas de sol, creando la necesidad, incluso, de operar, en la medida que sea posible, centrales a carbón en modo de partida y parada diaria (manteniendo la unidad embancada) o reduciendo su mínimo técnico tanto como sea posible. El embancamiento de una unidad a carbón consiste en mantener las condiciones de la caldera sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a sincronizarse e inyectar energía de manera rápida al sistema²⁶. Lo indicado anteriormente podría ser un siguiente paso

²⁵ Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.

²⁶ El 8 de febrero de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional realizó una solicitud de información respecto al embancamiento de unidades termoeléctricas a los coordinados (Carta DE 00803-19).

hacia una mayor descarbonización del sistema eléctrico, sin cambiar significativamente los sistemas de generación térmicos existentes en el sistema eléctrico chileno [13, p. Sección 6.1.3.2 y 6.1.3.3].

Finalmente, con una perspectiva de largo plazo, hacia el año 2035, análisis desarrollados por el Coordinador ilustran de manera referencial la forma como la generación gestionable tendrá que adaptarse a los requerimientos de la demanda neta. En la Figura 10 se puede apreciar que la rampa en 3 horas que podría enfrentar la generación gestionable para abastecer la demanda neta del sistema es del orden de 7000 MW. Para la mayor parte del parque de generación térmico, se puede observar que las horas de operación a capacidad nominal está limitada a las horas de noche (y transición solar).

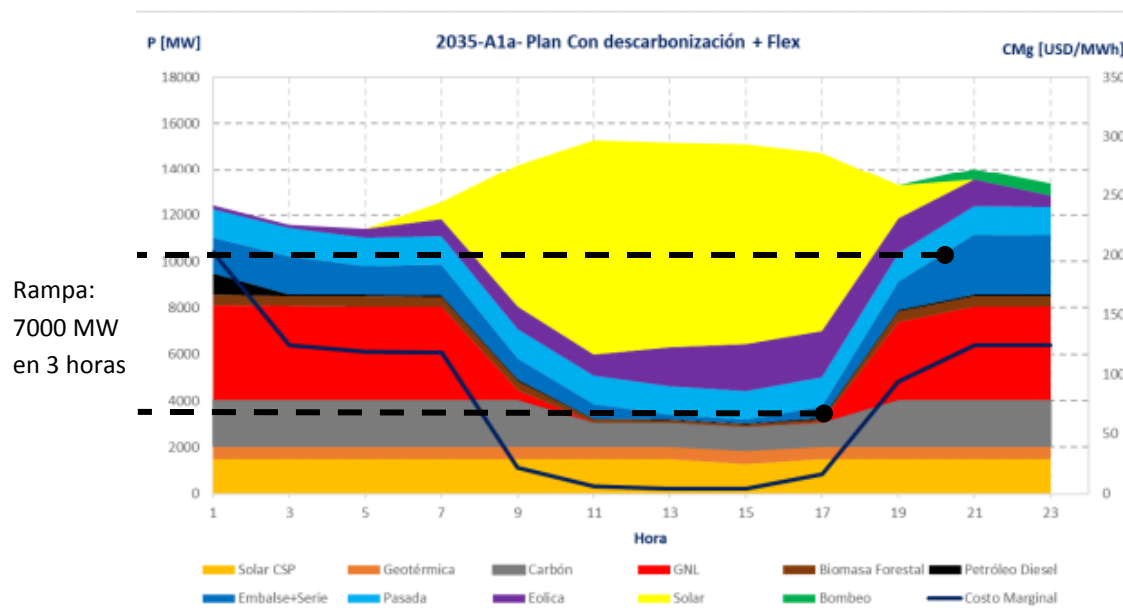


Figura 10: Operación posible del Sistema Eléctrico Nacional en un contexto del año 2035, con descarbonización (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional [14])

A continuación, se presenta un análisis respecto de la evolución de los requerimientos de flexibilidad operacional asociados a requerimientos de balance y a la evolución de los requerimientos de flexibilidad operacional asociada a la variabilidad de la demanda neta.

a.) Evolución de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance

Para el contexto de diciembre de 2017, la Figura 11 presenta la necesidad (o requerimiento) de reserva en giro y la oferta programada de reserva en giro para regulación de frecuencia²⁷ en el SEN NG (ex – SING) y el SEN NC, SEN Centro y SEN Sur (ex-SIC). Existen requerimientos particulares de reserva para el Control Automático de Generación (AGC). Por ejemplo, para realizar la programación de la operación durante el primer semestre de 2018 el Coordinador Eléctrico Nacional ha utilizado las siguientes restricciones para el AGC: en el caso del SEN-Norte se programan tres unidades que participen en el AGC, con una restricción

²⁷ Primaria por contingencia, primaria por regulación y secundaria, todas hacia arriba.

de rampa mínima 8 MW/min; para el caso del SEN-Centro-Sur se ha utilizado un requerimiento mínimo de 60 MW.

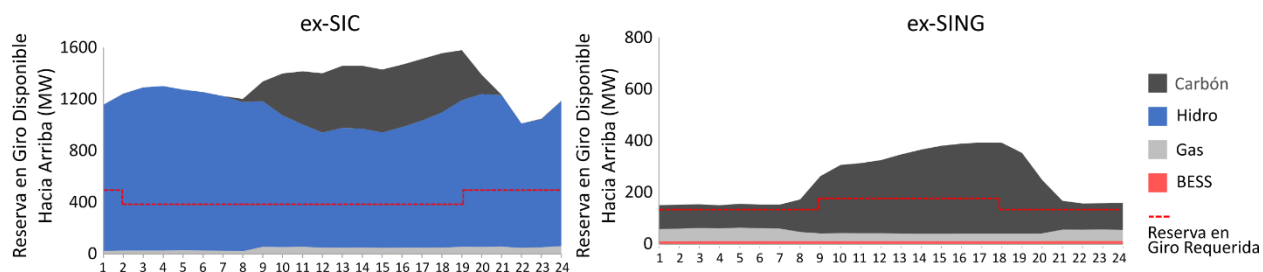


Figura 11: Necesidad y oferta programada de reservas para regulación de frecuencia en el SEN. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3 sintetiza un análisis cualitativo de la evolución de necesidades de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance para el sistema eléctrico nacional para el año 2019. El análisis se realiza para cada uno de los tipos de reserva definidos por el Coordinador, tomando como base los valores que han sido definidos durante el año 2018.

Tabla 3: Análisis cualitativo de la evolución de necesidades de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance

Tipo de reserva & Causalidad	Requerimiento 2019	Comentario acerca de la evolución de necesidades respecto al requerimiento 2019
Control Primario de Frecuencia	+361 / -212 MW	Se proyecta un aumento explicado principalmente por variaciones instantáneas de demanda y generación ERV.
Variaciones Instantáneas²⁸	+/- 81 MW	Se proyecta un aumento que depende de la interacción entre variaciones naturales de la demanda y variaciones naturales de ERV
Consumos	+/- 68 MW	Para el año 2019 se determinó una disminución de 6% en la variación natural de los consumos respecto al año 2018 (definido en marzo ²⁹). El consumo de energía anual en el sistema crece a una tasa entre 2% y 4% anual. Se proyecta un aumento leve en la medida que aumenta la demanda.
Incremento por ERNC	+/- 13 MW	Se proyecta un aumento de variaciones naturales de generación en periodos de 15 minutos.
Contingencias	+280 / -131 MW	No se proyecta aumento significativo.
Generación (grandes unidades)	+280 MW	No se proyecta un aumento de las unidades de mayor tamaño del sistema
Consumos mayores (212 MW)	-131 MW	No se proyecta un aumento del consumo de mayor tamaño del sistema
Control Secundario de Frecuencia	+/- 232 MW	Manteniendo invariante las prácticas de programación de la operación y desempeño de pronósticos de demanda y generación renovable variable, se proyecta aumento del error estadístico de la previsión de la demanda neta (interacción de desviaciones de rampa de demanda y desviaciones de rampa de ERV).
Bloque 1: 01:00 – 18:00 hrs	+/- 200 MW	Dependiendo de la evolución del sistema de transmisión y de mejoras de procesos, su aumento se puede contener. Dado el desarrollo de la interconexión, el requerimiento del Bloque 1 y Bloque 2 disminuirá en 103 MW y 98 MW respectivamente respecto de los valores utilizados por el Coordinador en marzo de 2018 ²⁹ .
Bloque 2: 18:00 – 01:00 hrs	+/- 294 MW	En caso de ERV la principal contribución corresponde a energía eólica debido a que el pronóstico de la desviación de la rampa en 1 hora de generación solar en el norte de Chile no debiera tener un error estadístico significativo.
Rampa de Toma de Carga para CSF	+/- 34 MW/min	En marzo de 2018 se definió un requerimiento de +/- 35 MW/min para el año 2018 ²⁹ . Se proyecta un aumento en la medida que: <ul style="list-style-type: none"> i. Aumente el número de consumos que recortan punta en horario de punta. ii. Aumente generación solar fotovoltaica. iii. Aumente generación eólica, sobre todo en la zona norte del país.

²⁸ El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones intempestivas es tal que el rango considerado contenga el 95% de los eventos en un periodo de 15 min.

²⁹ En el “Informe de Definición y Programación Servicios Complementarios año 2018 - versión para aprobación CNE” elaborado por el Coordinador el 29 de marzo de 2018, se indica: “En condición normal de operación del sistema, es necesario contar con reserva de potencia para enfrentar las variaciones intempestivas de la demanda, respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal” (pg. 9). Más adelante, en la pg. 17 se indica que el requerimiento de CPF de la reserva mínima para estado normal es 73 MW.

De manera complementaria, para el caso particular del requerimiento de reserva para control primario de frecuencia, la Figura 12 ilustra la reserva considerada para la evaluación de impactos de escenarios de descarbonización para un día y una condición de operación puntual en un contexto posible del año 2035. Se debe notar que la práctica utilizada hasta el momento en Chile considera un requerimiento de reserva primaria fijo durante el año³⁰. Bajo este contexto, el requerimiento de reserva primaria considerado por el Coordinador para el año 2035 es 400 MW, que sería un 11% superior al considerado en la actualidad para el año 2019.

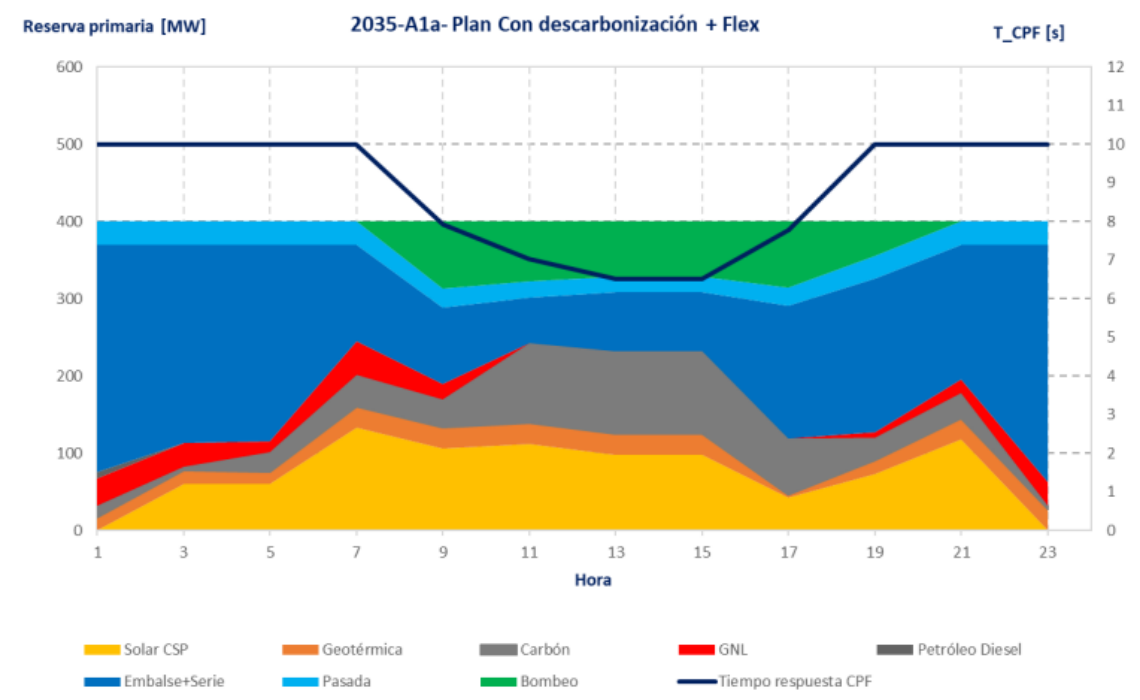


Figura 12: Requerimientos de reserva para CPF proyectados en un contexto del año 2035, con descarbonización (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional [14])

Por otra parte, para ilustrar como podría evolucionar la variabilidad de generación eólica a nivel de sistema eléctrico, la Figura 13 ilustra las variaciones proyectadas en periodos de 20 minutos de la generación eólica a nivel de sistema para un contexto posible del año 2021, donde podrían haber 3,5 GW instalados, y un contexto posible del año 2026, donde podrían haber alrededor de 6,0 GW instalados. Las mayores variaciones se presentan a niveles de generación media³¹. Las líneas horizontales, de color rojo, representan el nivel de variación de generación en 20 minutos que es representativo del 97% de los casos.

³⁰ Se pueden producir cambios particulares producto de nuevos criterios considerados por el Coordinador. Por ejemplo, en abril de 2018 se efectuó una revisión de los criterios de reserva definidos en el SEN para el año 2018 (Minuta DAOP 01-2018. Link: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2017/12/Minuta-DAOP-01-2018-1.pdf>).

³¹ Esto se debe a que la curva de potencia (*curva S*) de un generador eólico, donde su derivada (delta de potencia dividido por delta de velocidad del viento) es máxima a velocidades de viento intermedias.

Las variaciones ilustradas son referenciales y dependerán de las características definitivas de los parques de generación eólica y su emplazamiento.

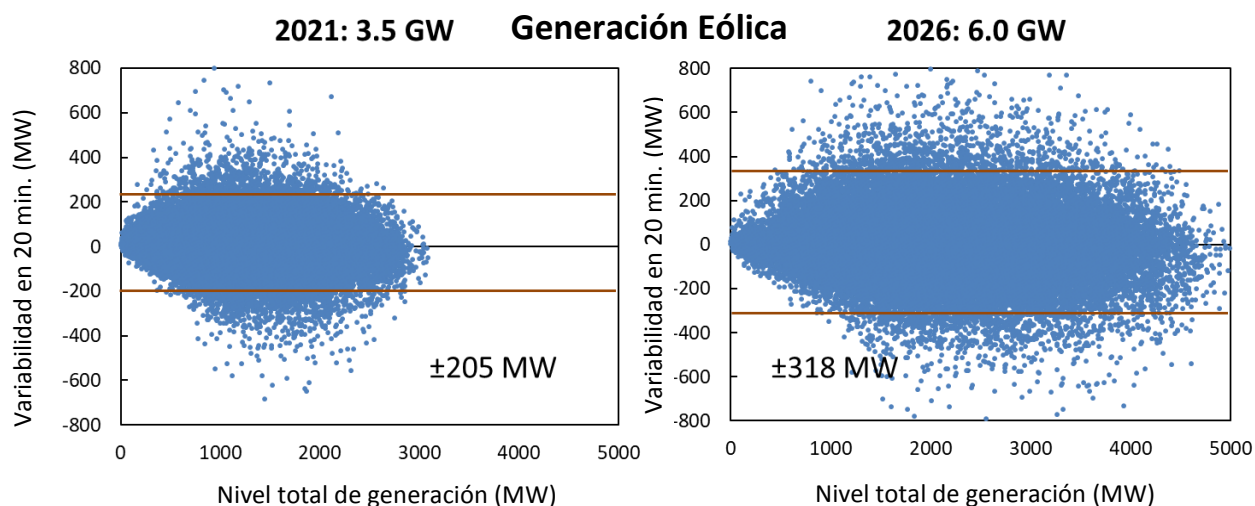


Figura 13: Proyección de variabilidad en 20 minutos de generación eólica agregada a nivel nacional. Caso ilustrativo (Fuente de datos: AWS Trupower. Presentación inodú 2018 [15])

Es crítico notar que para evaluaciones futuras de variabilidad de generación eólica se debería considerar una escala de tiempo similar a la utilizada para analizar las variaciones naturales de demanda, esto es 15 minutos (lo que reduce el nivel de variación ilustrado en la Figura 13). El impacto definitivo de estas variaciones en las necesidades de reserva para control primario de frecuencia en el sistema dependerá de la forma como las variaciones naturales de generación eólica interactúen con las variaciones naturales de otras fuentes de generación renovable variable y las variaciones naturales de la demanda, y la forma de definir las zonas para establecer los requerimientos de reserva en el sistema.

b.) Evolución de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de seguimiento de la demanda neta

La transición hacia una mayor penetración de generación renovable variable aumentará las necesidades de rampa por minuto y, consecuentemente, en 1 y 3 horas respecto a los valores observados en la actualidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

Debido a las diferencias en los perfiles esperados de generación eólica a lo largo del país, las necesidades efectivas de rampa dependerán no sólo de la cantidad de nueva generación renovable que se instale, sino también de qué tipo y dónde se instale dicha capacidad. De manera ilustrativa, la Figura 14 presenta los perfiles esperados de generación eólica en distintas zonas del país, se puede observar claramente las diferencias de variabilidad intra-diaria en las distintas zonas.

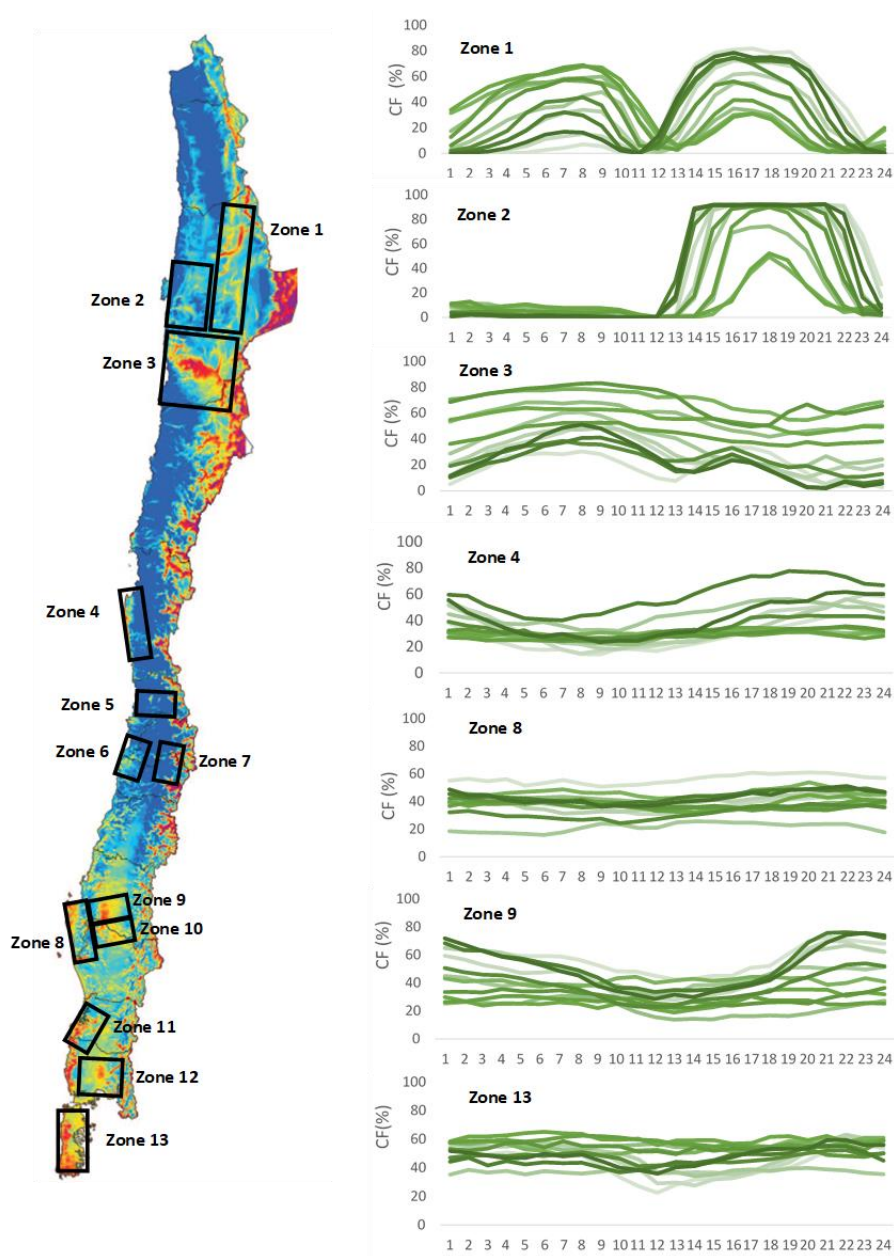


Figura 14: Perfiles de generación eólica en distintas zonas del país (Fuente: elaboración propia con datos del Explorador Eólico de la Universidad de Chile)

La Figura 15 ilustra la demanda horaria observada en el Sistema Eléctrico Nacional (imagen izquierda) y la demanda neta (demanda menos generación solar y eólica) observada en un periodo de 12 meses (diciembre 2017 – noviembre 2018). En la figura se destacan hitos como el inicio y fin del horario de invierno y el periodo de control de potencia en hora de punta. Se observa que el cambio a periodo de control de demanda de punta tiene un efecto en la demanda en los meses de marzo a septiembre; su aplicación hace que, con los niveles de penetración de energía renovable variable existentes, los requerimientos de demanda neta no tengan una variación significativa durante ese periodo.

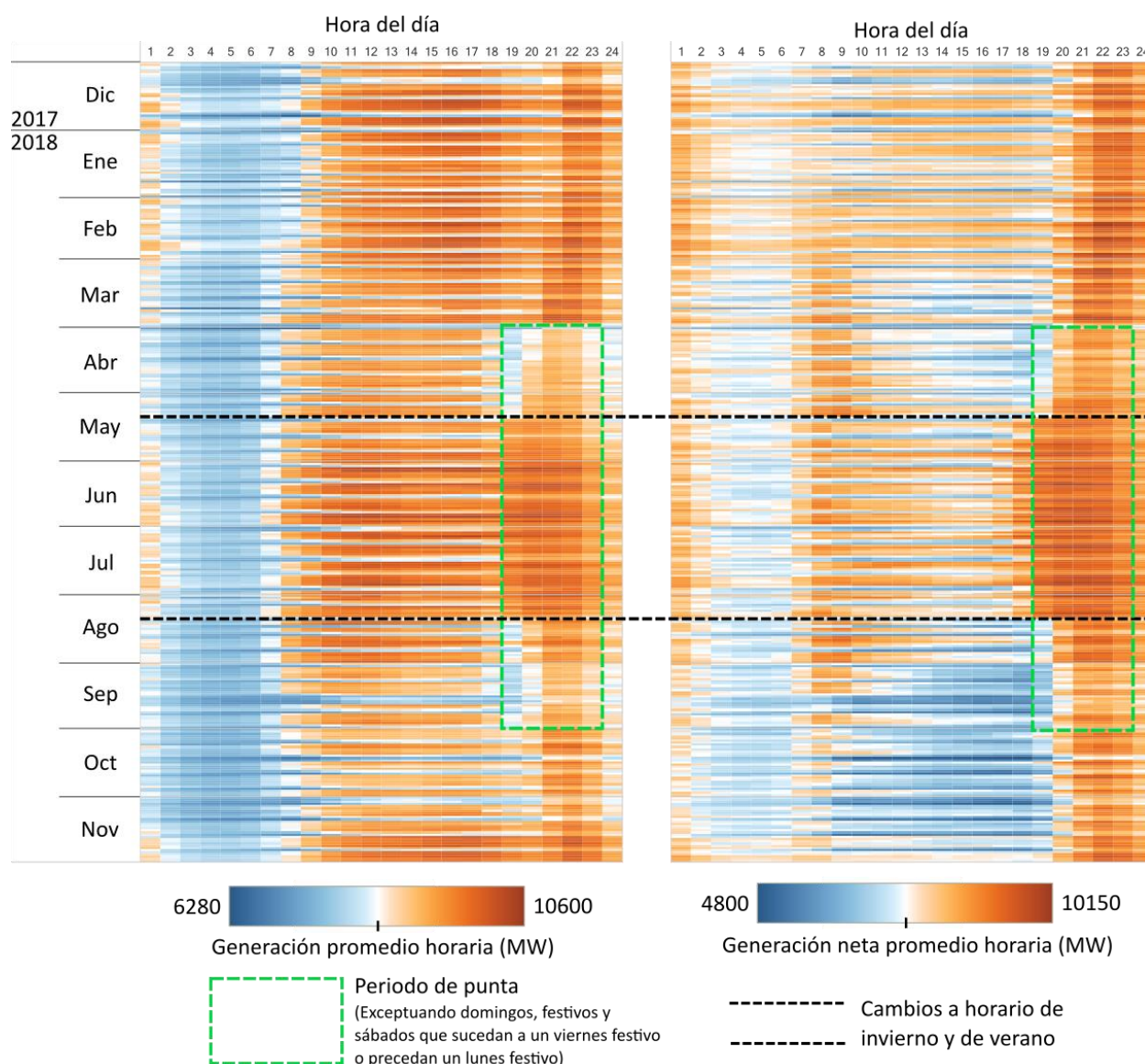


Figura 15: Demanda en total (generación total del SEN) y demanda neta (SEN) en un periodo de 12 meses desde la interconexión SIC - SING (Fuente: elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional)

La Figura 16 presenta la rampa en 1 hora de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (imagen izquierda) y la rampa en 1 hora de demanda neta observada en el mismo periodo de 12 meses (diciembre 2017 – noviembre 2018). Se observa que durante el periodo de horario de invierno, las mayores exigencias (cambios en demanda neta) para las fuentes de generación gestionables ocurre los fines de semana a las 7pm. Adicionalmente, parte de las exigencias importantes de la demanda neta se producen fuera del horario de control de demanda máxima (entre las 5pm y 6pm). Con los niveles de penetración de energía renovable existentes, parte importante de las rampas de demanda neta se producen en la mañana entre 7am y 8am.

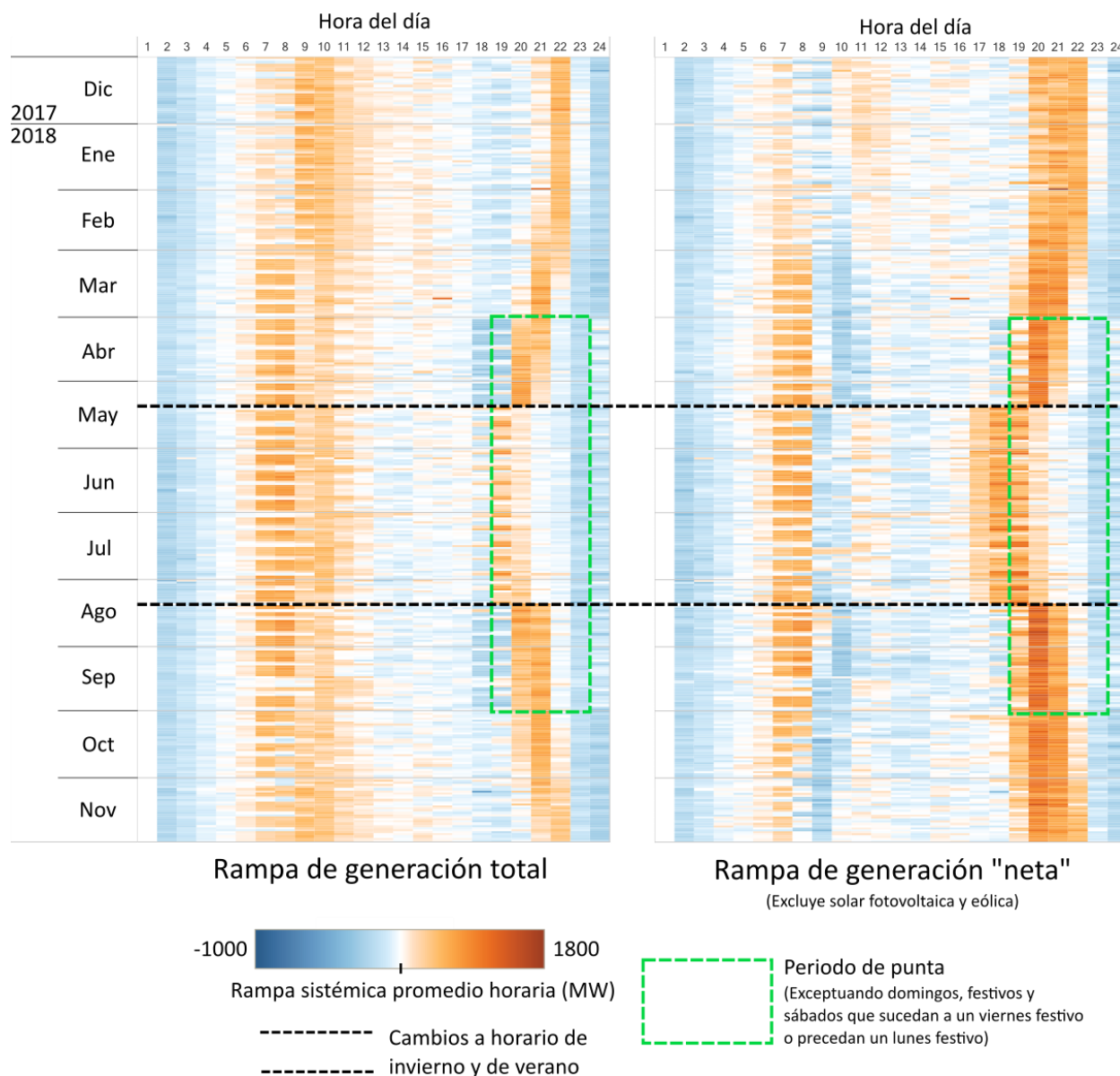


Figura 16: Rampas en 1 hora de demanda (imagen izquierda) y demanda neta (imagen derecha) en el SEN. (Fuente: elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional)

Una evolución posible de requerimientos de rampa en 1 hora hacia el año 2021 y 2026 se ilustra en la Figura 17. Para su estimación se consideró un escenario posible de evolución de la matriz de generación eléctrica tomando en consideración el parque de centrales en construcción, los proyectos comprometidos en licitaciones de suministro recientes, y el vencimiento de contratos de clientes libres durante el periodo. De la figura se puede observar que la rampa máxima en 1 hora podría alcanzar los 1700 y 2800 MW al año 2021 y 2026 respectivamente.

De la misma forma, en la Figura 18 se presenta la evolución posible de requerimientos de rampa en 3 horas hacia el año 2021 y 2026. De la figura se puede observar que la rampa máxima en 3 horas podría alcanzar los 3400 y 5500 MW al año 2021 y 2026 respectivamente. Como se indicó en la Figura 10 (pg.

56), de acuerdo a análisis desarrollados por el Coordinador, la necesidad de rampa neta en un periodo de 3 horas podría alcanzar los 7000 MW aproximadamente al año 2035.

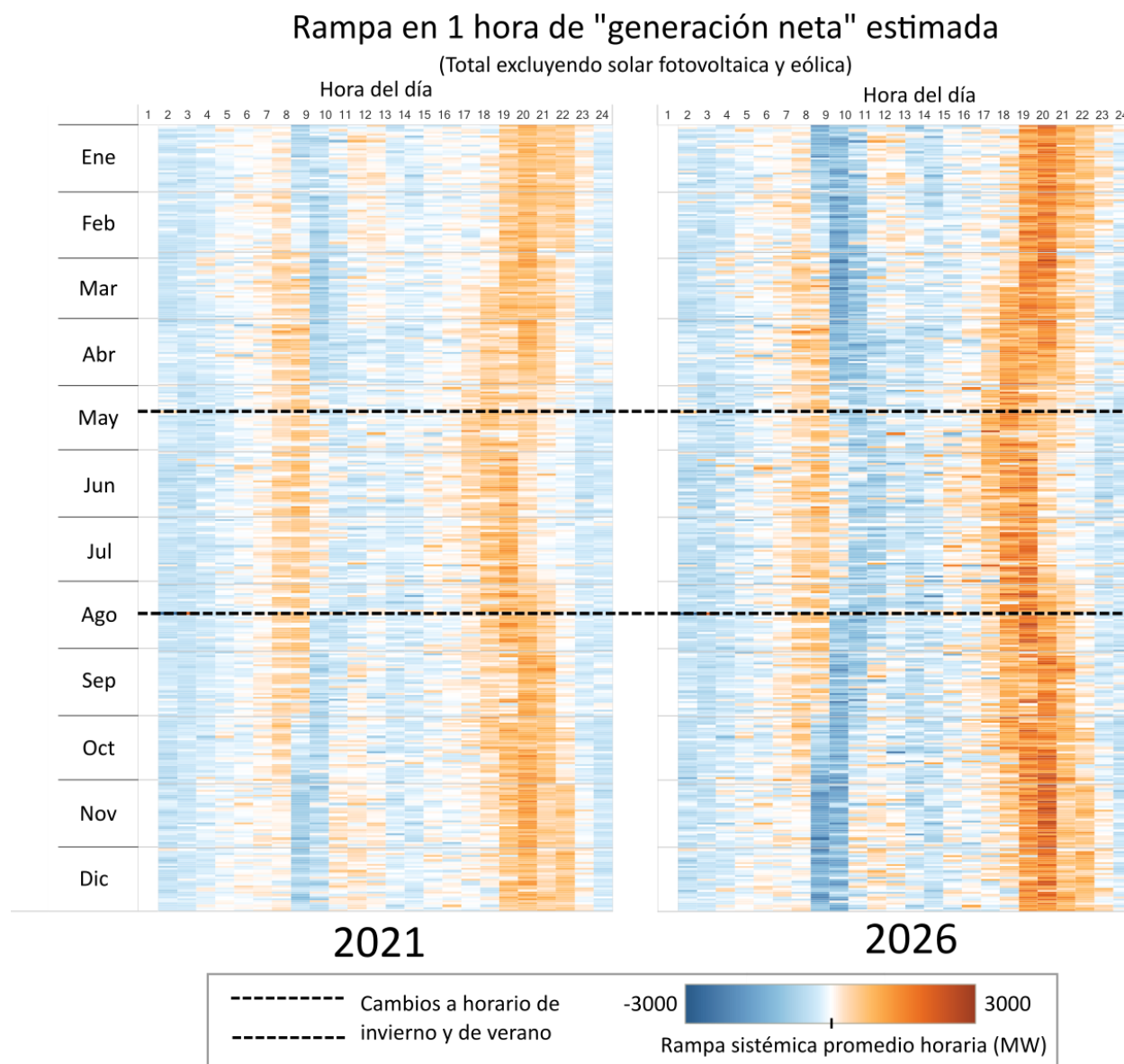


Figura 17: Proyección de requerimientos de rampa de demanda neta en 1 hora para un contexto posible en el año 2021 y 2026 (Fuente: Elaboración propia [15])

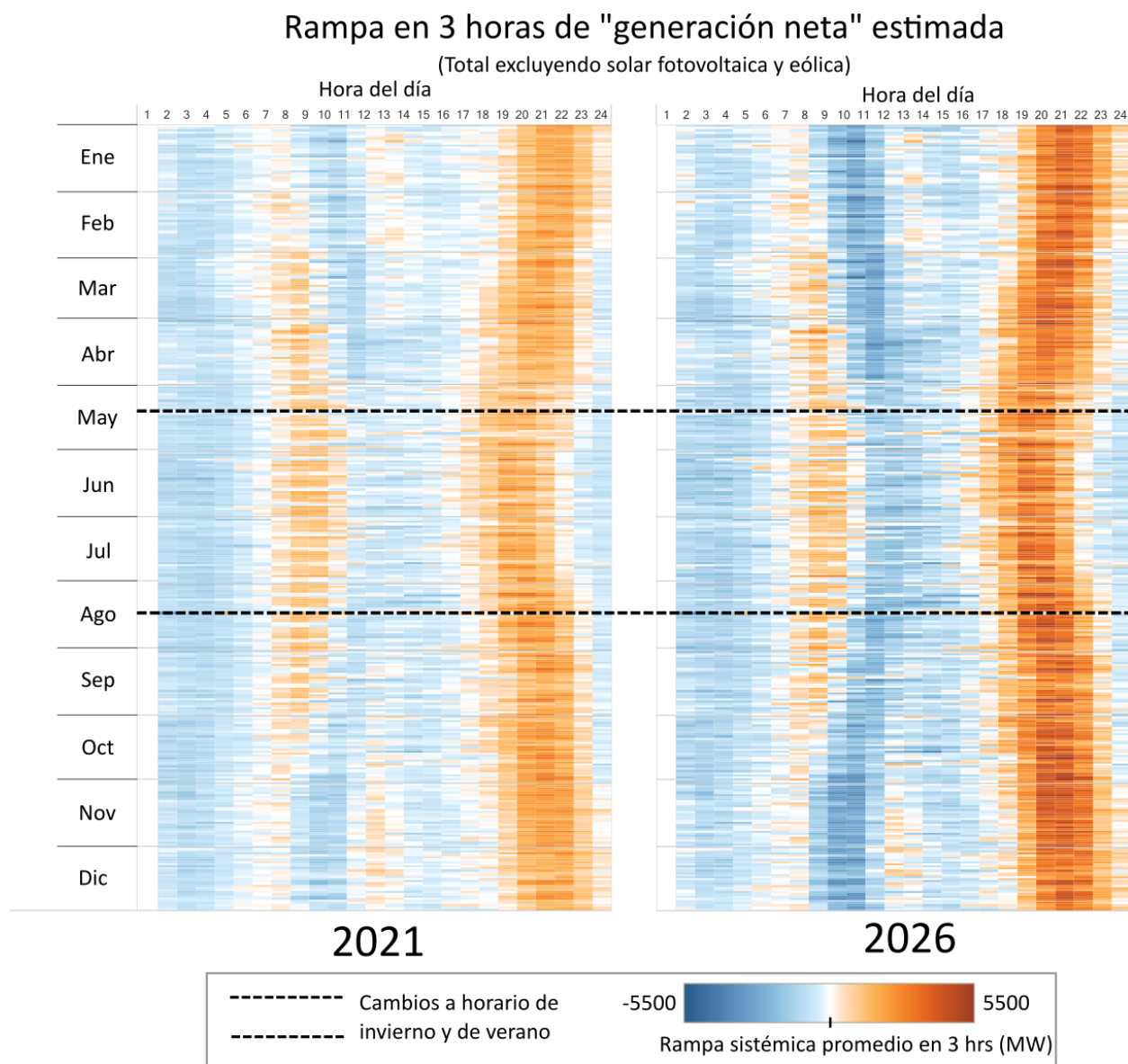


Figura 18: Proyección de requerimientos de rampa de demanda neta en 3 horas para un contexto posible en el año 2021 y 2026 (Fuente: Elaboración propia)

En un contexto de alta penetración de energía renovable, es previsible que las horas de operación a capacidad máxima de centrales gestionables se produzca mayoritariamente durante transición solar (amanecer – atardecer) y la noche. Durante las horas de día, la operación esperada es mayoritariamente a mínimo técnico o detenida.

5 DESAFÍOS EN EL CONTEXTO ACTUAL Y PREVISIBLE DE DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO

A continuación, se sintetizan algunos desafíos identificados.

5.1 D.1: Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta

A medida que aumenta la penetración de generación renovable variable en el sistema eléctrico, la matriz de generación tiende a adecuarse a la reducción de la necesidad de operar centrales de manera continua a capacidad nominal mediante la utilización de unidades diseñadas, tanto por sus parámetros técnicos como por su estructura de costos, para tener un menor factor de utilización.

Estas unidades pueden ser centrales de ciclo combinado (CCGT), centrales de ciclo abierto (OCGT), motores a gas, sistemas de almacenamiento (central de bombeo, baterías de hasta 5 horas de duración, sistemas térmicos, sistemas de aire comprimido), y centrales diésel. En general estas centrales son más flexibles, en términos de *turndown* y capacidad de rampa, que las unidades a carbón (con los parámetros técnicos disponibles actualmente en Chile) y pueden proveer servicios de regulación de frecuencia³².

Las centrales a carbón también pueden realizar adaptaciones para aumentar su flexibilidad, como por ejemplo reducir los mínimos técnicos mediante el uso de combustible alternativo, o mediante el uso de sólo un pulverizador en esta operación; mejora de procesos y sistemas para realizar embancamiento; mayor digitalización de sus sistemas; entre otros [13] [16].

En un contexto de alta integración de ERV, el valor de los activos gestionables se medirá de una manera distinta a la que se ha utilizado históricamente; es decir, otras propiedades, adicionales al valor de inversión, costo variable a capacidad nominal y emisiones a carga nominal, serán relevantes para definir la competitividad de los activos y permitir una operación más económica del sistema eléctrico en su conjunto. En la Figura 19 se presenta la evolución posible del sistema, representada por la curva de duración de la demanda neta y la generación renovable variable coincidente. También se indican los factores que definen la ventaja competitiva de los activos flexibles en un contexto de alta penetración ERV.

³² Como se verá más adelante en la Sección 5.2.9, por aplicación de la normativa ambiental de control de emisiones el mínimo técnico de centrales CCGT, con cumplimiento de normativa ambiental, restringe la flexibilidad de estas unidades. Esto se debe a que los requerimientos del DS 13 en Chile para unidades de gas operando a carga parcial es más estricto que los requerimientos establecidos en Estados Unidos y Europa para el mismo tipo de unidades [10].

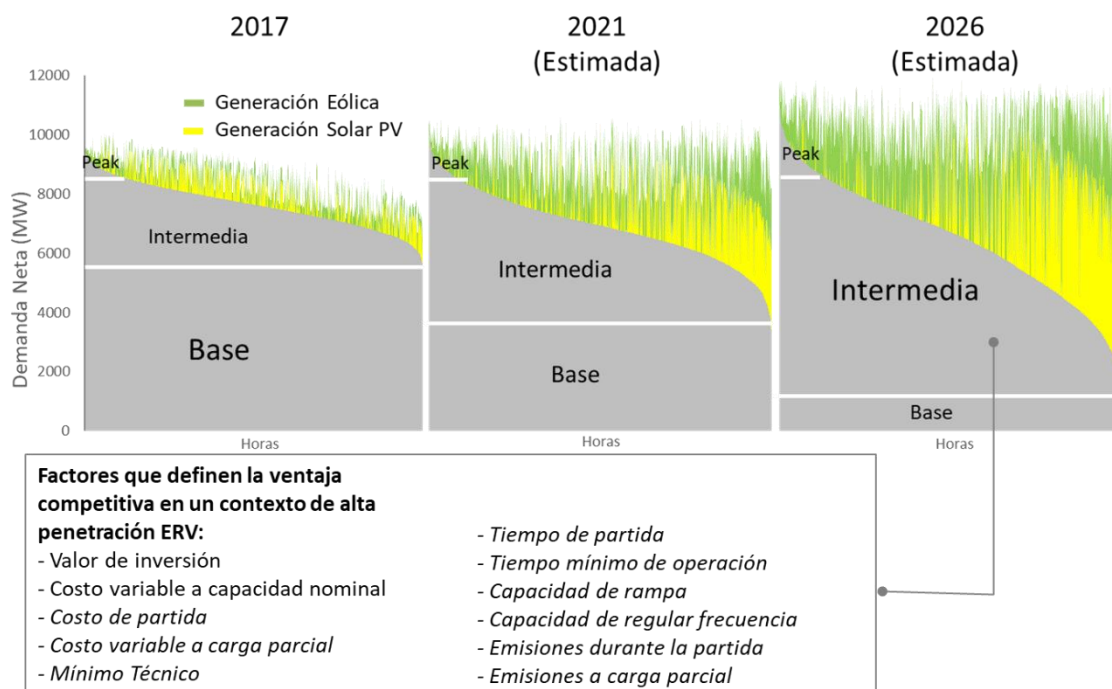


Figura 19: Competitividad de centrales termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.
Fuente: Elaboración propia.

Bajo la consideración de un sistema eléctrico con suficiencia para abastecer la demanda, **la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de balance del sistema se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades** [17]. Se debe tener en cuenta que uno de los factores que motiva inversión en los sistemas eléctricos es la necesidad de proveer capacidad para dar suficiencia al sistema para abastecer la demanda máxima, para ello se define un esquema de pagos por capacidad.

La capacidad de respuesta de la demanda también tiene un rol como una fuente de flexibilidad y suficiencia del sistema, aunque en mercados como MISO se reconoce su aporte a la suficiencia del sistema cuando la demanda tiene capacidad de generación gestionable instalada detrás del medidor [18]³³.

Uno de los principios de microeconomía que se aplica en la definición y operación de un mercado eléctrico en un contexto de planificación centralizada tiene relación con la maximización del bienestar social para el abastecimiento de la demanda. Por otra parte, en un contexto de desarrollo de un mercado competitivo, si se considera que no existen economías de escala, y se tiene competencia en cada nivel de abastecimiento de la demanda (base, media, y punta), la estrategia de las empresas consiste en maximizar su función de utilidad.

Es posible demostrar que, en ambos contextos (planificación centralizada y mercado perfectamente competitivo), el volumen de inversión “óptimo” en un tipo de tecnología de generación es equivalente

³³ Ver Sección 4.2.6 Demand Response Resources (DRR) Type I and Type II – Qualification Requirements.

[19] [20]. En el corto plazo, el nivel óptimo de inversión en una tecnología específica también depende de los sistemas de generación heredados, es decir, el nivel de inversión en las otras tecnologías que se ha dado como parte de la evolución del sistema eléctrico para satisfacer necesidades derivadas de una combinación de factores y circunstancias que se han presentado en un momento determinado.

En la Figura 20 se ilustran las condiciones de optimalidad tomando como referencia un mercado con tres tecnologías convencionales de generación. En la sección izquierda de la figura se realiza el análisis en un contexto de baja penetración de energía renovable variable donde la curva de duración de la demanda podría considerarse “similar” a la curva de duración de la demanda neta (o no es afectada de manera significativa). En la sección derecha de la figura se realiza el análisis en un contexto de alta penetración de energía renovable variable donde la curva de duración de la demanda neta tiene un cambio significativo respecto de la curva de duración de la demanda. En esta última gráfica (sección derecha de la Figura 20), por simplicidad, se omite la generación renovable variable coincidente, como la ilustrada en la Figura 19.

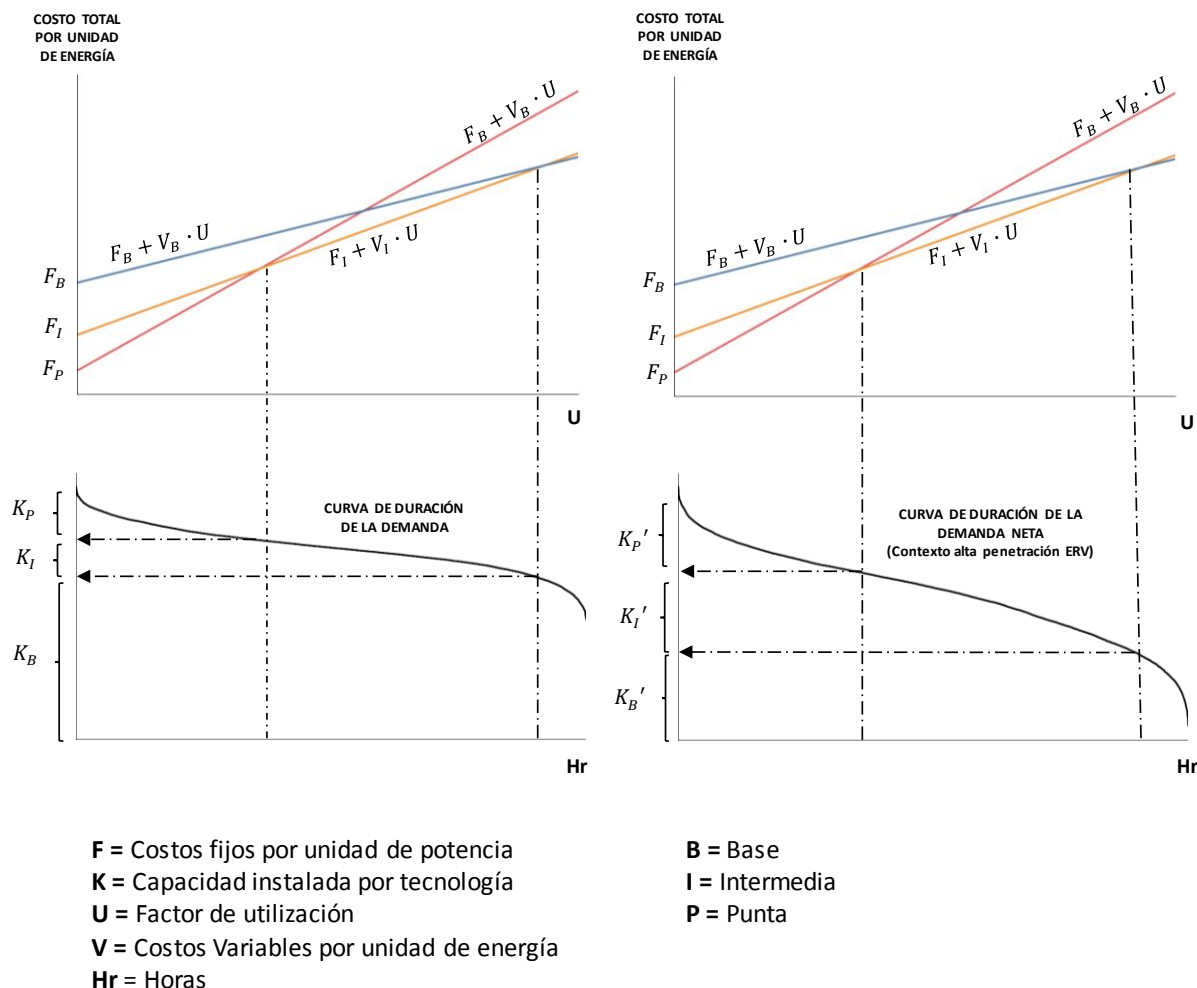


Figura 20: Análisis de condiciones de optimalidad en el desarrollo del mercado

En la parte superior de la Figura 20 se presenta el costo total de suministro por unidad de energía para las tres tecnologías convencionales consideradas (se omite la tecnología renovable variable porque está

incorporada al realizar el análisis con la curva de duración de la demanda neta). Es posible concluir que en un contexto de alta penetración de energía renovable disminuye la capacidad K_B “óptima” y aumentan las capacidades K_i y K_p “óptimas” para abastecer la demanda neta del mercado. Se puede inferir:

1. Que un aumento de la brecha entre demanda y demanda neta producto de la mayor inserción de ERNC (solar y eólica) naturalmente disminuye el nivel óptimo de inversión en fuentes de generación base (Desde K_B) y aumenta la necesidad de fuentes que tengan la capacidad de suministrar de manera eficiente la demanda durante menos horas de operación.
2. Si se considera que una operación en modo de ciclaje aumenta los costos de unitarios de operación de tecnologías térmicas de generación “intermedia” (aumenta la pendiente de la curva de color naranja), consecuentemente se desplazarían los puntos de intersección de esta tecnología con las alternativas de base y punta, produciendo un mayor espacio para la contribución de las unidades de punta en el sistema (asumiendo que la tecnología de “punta” es eficiente para la operación en ciclaje y sus costos de operación no se ven afectados de la misma forma que los costos de operación de tecnología “intermedia” operando en modo de ciclaje).

Por lo tanto, **la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema también se puede considerar un resultado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades.**

El análisis indicado anteriormente asume que los tres tipos de unidades, en distintas proporciones, son capaces de suministrar de manera sostenible en el tiempo los servicios de balance requeridos por el sistema. Lo anterior se debiera cumplir en la medida que los pagos por la restricción activa de seguridad en la operación (costo extra asociado al costo marginal de la reserva) sea equivalente al costo de las reservas en la operación real, o el desajuste que se produzca sea una imperfección “tolerable” para los grupos de interés³⁴.

Como se indica en [20], el aspecto clave para conseguir la máxima eficiencia económica en el suministro es la adecuación entre los ingresos totales de los generadores y sus costos totales, siendo de largo plazo las consecuencias de un desajuste entre los costos e ingresos: inviabilidad económica de instalaciones existentes, beneficios excesivos, y decisiones de inversión no eficientes. Se indica que para que los costos marginales conduzcan a un sistema eléctrico viable, es preciso que se hagan coincidir los pagos realizados por los consumidores para comprar la electricidad, los ingresos obtenidos por los suministradores y los costos totales de suministro, hecho que se sintetiza en la Figura 21.

³⁴ Como se indicó anteriormente, Alfred Kahn, en "The economics of regulation", indica: "All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.

But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better." [3]

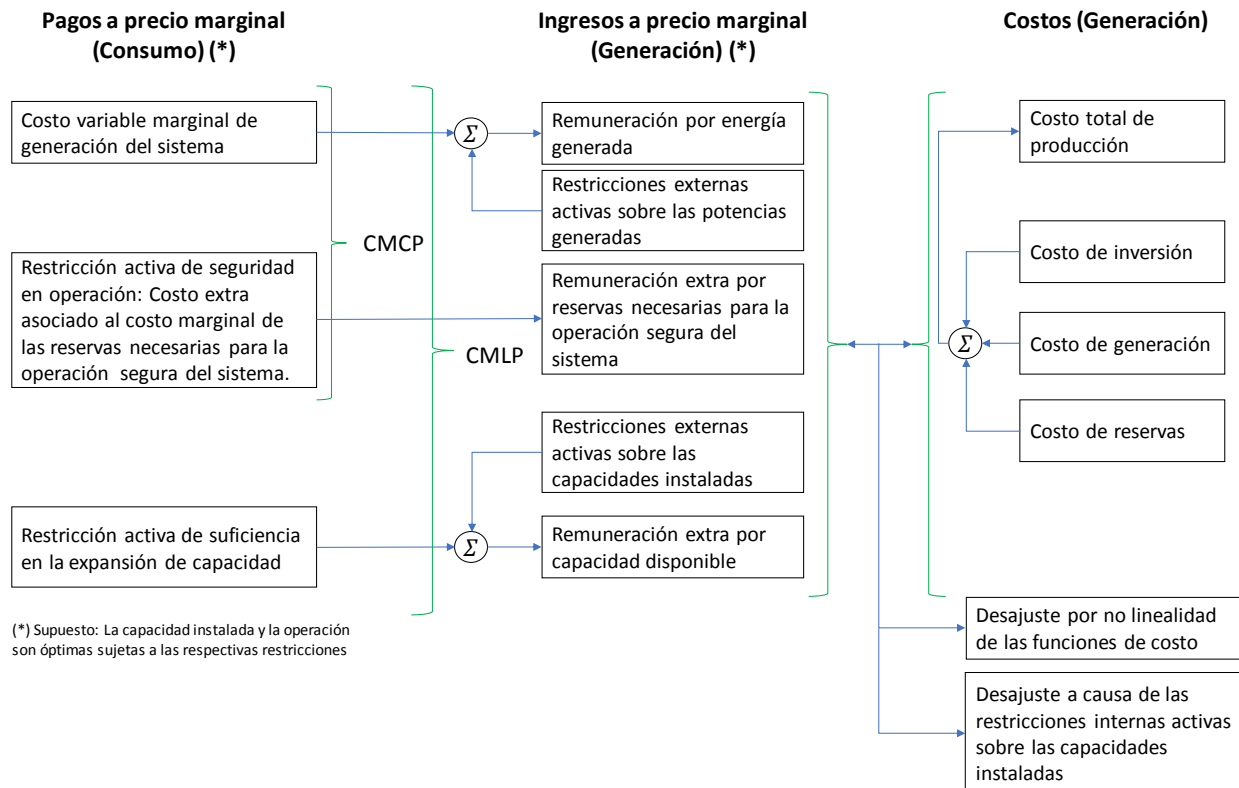


Figura 21: Condiciones para que los precios marginalistas conduzcan a un sistema eléctrico viable. Adaptado de [20]

En California definen los requerimientos de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema en función de la máxima rampa de demanda neta mensual esperada en periodos de 3 horas. **Se considera que los recursos tienen capacidad flexible si son capaces de mantener o aumentar su producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad** [21]³⁵. Las Necesidades de Capacidad Flexible se definen en función de:

- Rampa máxima mensual en un periodo de tres horas continuas, empezando a una hora determinada, $\text{Max}(3RR_{\text{HRx,mes } i})$.
- Contingencia simple más severa (pérdida de unidad más grande), MSSC.
- Factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda (ϵ)³⁶.
- Demanda máxima mensual esperada, $E(PL_{\text{mes } i})$

³⁵ Específicamente se indica: “Flexible capacity need” is defined as the quantity of resources needed by CAISO to manage grid reliability during the greatest three-hour continuous ramp in each month. Resources will be considered as “flexible capacity” if they can sustain or increase output, or reduce ramping needs, during the hours of “flexible need”

³⁶ Al momento de definir este procedimiento, se indicó que para el año 2014 el valor de ϵ sería cero [19]. Al año 2019, el valor propuesto para ϵ continúa siendo cero [76].

Específicamente la **Necesidad de Capacidad Flexible (NFC)** para un mes ha definido como^{37, 38}:

$$NFC_i = \text{Max} (3RR_{HRx,mes i}) + \text{Max} (MSSC, 3,5\% * E(PL_{mes i})) + \epsilon$$

De manera temporal, se han definido tres categorías para las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad de la demanda neta, ilustradas en la siguiente figura [22]³⁹.

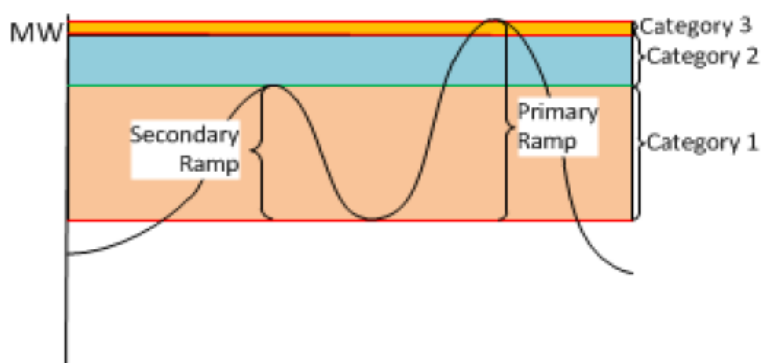


Figura 22: Categorías de flexibilidad definidas en California (Fuente: CAISO [23])

- **Categoría 1 (Flexibilidad Base):** Necesidad operacional determinada por la magnitud de la mayor rampa durante 3 horas continuas en el inicio del día (rampa secundaria).
- **Categoría 2 (Flexibilidad Peak):** Necesidad operacional definida por la diferencia entre el 95% de la máxima rampa de 3 horas continuas de la demanda neta y la máxima rampa de 3 horas continuas en

³⁷ El 2018 se propuso un cambio para responder a nuevos requerimientos del “NERC standard on calculating contingency reserve - WECC Standard BAL-002-WECC-2a Contingency Reserve”. [39]

³⁸ Respecto al factor 3,5% que se indica en la fórmula, la California Public Utilities Commission (CPUC) indica: “The 3.5 percent portion of this equation was originally established to address overlap between flexible RA provisions and contingency reserves. However, the basis for determining the quantity of contingency reserves needed has since been revised.”

Posteriormente, el año 2018, la CPUC indicó que con las modificaciones que se han introducido al estándar NERC sobre el cálculo de reservas por contingencia (WECC Standard BAL-002-WECC-2a Contingency Reserve), la forma de determinar la reserva por contingencia ha cambiado [40]. Teniendo como referencia los cambios introducidos, el Operador Independiente del Sistema Eléctrico de California (CA-ISO) está proponiendo modificar el factor 3,5% para que sea consistente con los requerimientos del nuevo estándar. Particularmente, CA-ISO propuso cambiar la fórmula considerando la siguiente expresión:

$$\text{Maximum Forecasted 3-Hour ramp} + \frac{1}{2} \text{Max} (MSSC, 6\% \text{ of the monthly expected peak load}) + \epsilon$$

CAISO indica que: “6% of the monthly expected peak load is approximately equivalent to the sum of three percent of hourly integrated load plus three percent of hourly integrated generation.”

³⁹ Appendix A: Adopted Flexible Capacity Procurement Framework.

el inicio del día (Flexibilidad Base). Esta se cuenta en el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [24].

- **Categoría 3 (Flexibilidad Super Peak):** Necesidad operacional determinada por el 5% de la máxima rampa de 3 horas continuas de la demanda neta. Esta se cuenta en el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [24].

Desde el punto de vista de suficiencia para abastecer la demanda, el esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile satisface la necesidad de cubrir la demanda base más la Necesidad de Capacidad Flexible (demanda máxima); no obstante, es crítico notar que en una transición hacia una mayor integración de generación renovable variable, la tasa de crecimiento de la demanda máxima será menor que la tasa de crecimiento de la Necesidad de Capacidad Flexible del sistema. Por lo tanto, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 20 y Figura 21, es crítico contar con los mecanismos de adecuación (suficiencia) a las Necesidades de Capacidad Flexible, aspecto que se verá más adelante en este reporte (Sección 5.7.1 y 5.7.2).

5.2 D.2: Desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo

5.2.1 D.2.1: Asimetría en riesgo de aplicación de pronóstico de ERV y definición de responsabilidad

Los errores de predicción aumentan las partidas de unidades flexibles y reducen la generación de unidades menos flexibles, que tienen menor costo de producción. Los errores de proyección tienen diversos impactos dependiendo de si la desviación del pronóstico es hacia arriba o hacia abajo.

El análisis de vertimientos o recortes de energía renovable variable permite inferir una clara relación entre el nivel y dirección del error de pronóstico de generación renovable variable y la posibilidad de vertimiento de dicha fuente de generación. Por una parte, en el caso de **sub-estimación** de generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica menos generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, tanto la probabilidad como la magnitud del recorte de energía renovable variable aumenta con la magnitud del error (sub-estimación) de predicción (ver Caso 1 en Sección 3.3.1). Por otra parte, en el caso de una **sobre-estimación** de la generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica más generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, la probabilidad de vertimiento es menor y la magnitud del vertimiento disminuye con el aumento de la magnitud del error (sobre-estimación) de predicción.

La dinámica indicada anteriormente se basa en las implicancias que tiene el pronóstico de energía renovable variable en la programación de la operación de corto plazo de unidades térmicas. En el caso de una sub-estimación de generación renovable variable, más unidades térmicas pueden ser comprometidas en la programación de la operación de corto plazo. Luego, en la operación en tiempo real, dado que las

unidades térmicas generalmente sólo pueden reducir su generación a nivel de mínimo técnico (sin apagarse), y por lo tanto dejan menos espacio para el mayor nivel de generación renovable variable disponible (respecto del proyectado), se produce vertimiento de generación renovable variable. El compromiso de una mayor capacidad de generación térmica debido a una subestimación de la generación renovable variable puede llevar a un despacho sub-óptimo⁴⁰.

Por otra parte, en el caso de una sobre-estimación de la generación renovable variable, se podría comprometer menos unidades de generación térmica en el programa de corto plazo. Luego, en la operación en tiempo real, en ausencia de restricciones de transmisión, debiera ser posible inyectar la totalidad de la generación renovable variable, disminuyendo la probabilidad de vertimiento. No obstante, en casos extremos, una menor disponibilidad de fuentes de generación renovable variable respecto de lo indicado en el programa de corto plazo puede llevar a eventos donde la confiabilidad de la operación del sistema pueda verse comprometida [25] [26] [27].

Por lo tanto, la reducción de la magnitud de los errores de pronóstico de energía renovable variable reduce la posibilidad de vertimientos en el sistema y favorece una operación más económica y segura del sistema eléctrico en su conjunto.

La Figura 23 ilustra la relación funcional entre la magnitud y dirección del error de pronóstico de energía renovable variable y la magnitud esperada de vertimiento. De la figura se puede inferir que la mejora de los pronósticos de generación renovable variable beneficia a los generadores renovables variables disminuyendo la posibilidad y magnitud de los vertimientos.

⁴⁰ En términos generales, por diversos factores, se puede observar que durante el año 2018 el programa de operación de corto plazo tiende a hacer un compromiso mayor de unidades a carbón del realmente necesario en la operación real. Es decir, en la operación real es posible observar una menor generación a carbón de la programada.

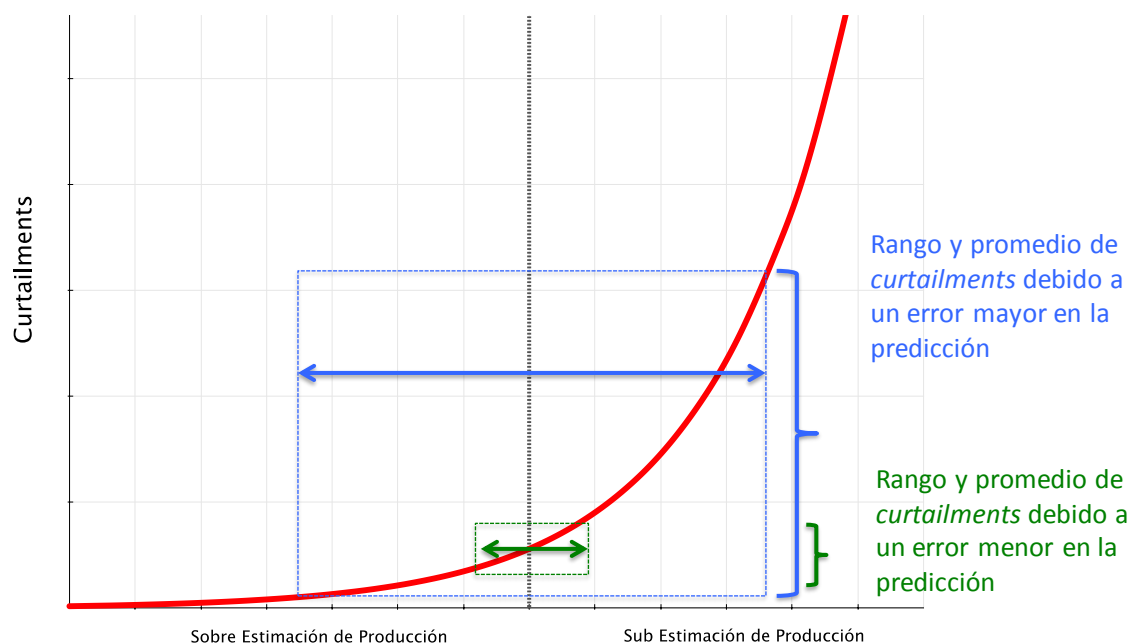


Figura 23: Efecto de una sobre estimación o una sub-estimación de la producción de ERV en la probabilidad de curtailment.
Fuente: Adaptado de CRA [27]

Del análisis realizado, también se puede inferir que **existe una asimetría en los riesgos percibidos por el Coordinador y por los generadores renovables variables**. Por una parte, para el generador renovable variable la sobre-estimación del pronóstico reduce posibilidad y magnitud de vertimiento; por otra, el Coordinador percibe un mayor riesgo en la operación que - en casos extremos - puede llevar a eventos que comprometan la operación confiable y económica del sistema.

Esta asimetría de riesgo produce la necesidad de que el Coordinador, como responsable de la operación del sistema bajo los principios establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (donde en orden de prioridad se debe cumplir primero con la operación segura del sistema), sea en última instancia responsable de validar los pronósticos que utilizará en el programa de corto plazo (en línea con lo indicado en el DS 125/2017 del Ministerio de Energía, Artículos 49 y 64). La mejor práctica para ello es combinar múltiples fuentes de información para reducir sesgos de proyección y tener la opción de seleccionar el mejor pronóstico para condiciones meteorológicas específicas [28] [29]. Por otra parte, se ha observado un foco en priorizar los esfuerzos de mejora de pronósticos de corto plazo (entre 1 a 6 horas) [30].

Se debe tener en consideración que un pronóstico de viento utiliza el resultado de modelos de predicción numérica del tiempo (Numerical Weather Prediction Models) como datos de entrada para predecir velocidad del viento, dirección del viento y otros factores. Predicciones de tipo *Day-ahead* utilizan sólo datos de modelos de predicción numérica del tiempo. Para predicciones de corto plazo (hasta ocho horas) se combinan datos de mediciones *on-line* con datos de modelos de predicción numérica [31]. En algunos casos, los modelos de predicción numérica del tiempo se actualizan hasta cuatro veces al día [32]. La frecuencia de actualización y el instante de utilización de los modelos de predicción numérica afectan la precisión de las predicciones tipo *Day-ahead*. Se sugiere consultar al proveedor de modelos de predicción

de generación renovable variable la forma de actualización de los modelos de predicción tipo *Day-Ahead* de manera de alinear sus procesos con el proceso de programación de la operación y, de esa forma, utilizar los datos más actualizados posibles en el proceso de programación de la operación.

Por lo tanto, el generador renovable variable no necesariamente debiera ser responsable del pronóstico de ERV que se utiliza en la programación de la operación de corto plazo. El generador renovable variable tiene incentivos a verificar que los pronósticos que se estén utilizando sean adecuados y estén en cierta forma alineados con los valores que percibe de acuerdo a estimaciones periódicas propias que debe realizar e informar de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Técnica (Artículo 7-13).

Si se cuenta con un desarrollo de transmisión adecuado, **el diseño de una medida de gestión robusta para abordar una mejora en los pronósticos de energía renovable variable es una decisión económica**, que se puede evaluar mediante un análisis de costo beneficio entre diferentes opciones. **Si la materialización del desarrollo de un sistema de transmisión no se materializa de manera oportuna, las medidas para reducir errores de pronósticos pueden tener un retorno aún más significativo, y requerirán una evaluación detallada de dinámicas locales.** Lo anterior quiere decir que el desempeño de un sistema de pronósticos no solo debe ser evaluado con métricas de desempeño agregadas a nivel de sistema, sino que los efectos locales y temporales son relevantes. Se requiere una evaluación costo beneficio del impacto de la reducción del error de pronóstico para determinar el número apropiado de proyecciones a considerar y la forma adecuada de combinarlas.

A diferencia de lo indicado en [5]⁴¹, los agentes de generación renovable, por si solos, no están en la mejor posición para gestionar la mejora de pronósticos porque no poseen las capacidades tecnológicas para realizar las proyecciones de generación renovable variable. El servicio de pronóstico es realizado por empresas especializadas que no son empresas de generación. En este contexto, una agrupación de intereses a nivel de industria, como la que puede gestionar el Coordinador (en cumplimiento con los requerimientos establecidos en los Artículos 49 y 64 del DS 125) u otro agente agrupador de necesidades, está en mejor posición para establecer contratos y definir programas de mejora continua de pronósticos a nivel regional y consecuentemente para cada central.

Los generadores ERV, cumpliendo con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica (Artículo 7-13), informan al Coordinador de manera horaria sus pronósticos de generación; los que en la actualidad no son utilizados para ajustar el PCP⁴².

⁴¹ Se indica: “Es posible afirmar que es el propio generador quien está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación para inyectar energía en el futuro.”

⁴² En [4] se indica: “Las reprogramaciones brindan a los agentes la posibilidad de modificar su compromiso a medida que se genera nueva información sobre su disponibilidad y eso crea un incentivo a comunicar lo antes posible cualquier tipo de indisponibilidad al operador del sistema”. Bajo el esquema regulatorio vigente en Chile, los generadores ERV deben, en función de los requerimientos definidos en la Norma Técnica, informar la actualización de sus pronósticos de manera horaria.

Finalmente, el uso de pronósticos centralizados ha sido una práctica utilizada por diferentes operadores de sistemas eléctricos en Norteamérica para verificar la programación de la operación, requerimientos de reserva y la confiabilidad del despacho [31].

En el caso de ERCOT en Texas se definen índices de desempeño trimestrales y anuales para el desempeño de los pronósticos de generación eólica. Para el caso de pronósticos eólicos se utiliza el *Mean Average Percent Error* (MAPE), el cual en el rango esperado debe ser inferior a 15% (promedio mensual de pronósticos diarios utilizados en la programación de la operación). Como objetivo ambicioso se define que sea menor a 10% (durante el año 2016 fue menor a 6,9%) [33].

La asignación del costo del sistema centralizado de pronósticos depende de cada sistema. En algunos casos lo paga el operador del sistema, en otros, el costo se asigna a los generadores renovables variables (en distintas proporciones).

5.2.2 D.2.2: Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación

Como se indicó anteriormente, **es crítico notar que hay dos formas de mitigar los efectos de los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.** En otras palabras, si fuera factible un proceso de despacho más flexible que pudiera sobrellevar de mejor forma errores de proyección, entonces los errores de proyección serían menos relevantes.

Con la práctica de programación de la operación de corto plazo actual es posible identificar tres desafíos que afectan la magnitud de las desviaciones observadas:

- La programación de la operación de corto plazo para el día siguiente a un día hábil se realiza con información que está disponible entre las 9:00 y 10:00 am del día antes (Sección 3.2.2, literal d). De acuerdo a lo indicado en la Figura 3, se realiza con información disponible hasta las 10:00 am, pero podría darse el caso que se realice con información disponible después de esa hora.
- La programación de la operación de corto plazo de un día hábil posterior a un día no hábil se realiza con proyecciones disponibles en el último día hábil previo al día no hábil.
- La programación de la operación de corto plazo de días no hábiles se realiza con proyecciones disponibles en el último día hábil previo al día no hábil. Esto sólo es importante cuando se tienen dos días no hábiles consecutivos.

Lo indicado anteriormente es relevante por los siguientes aspectos:

- La programación de la operación en 1 de 7 días de la semana (días domingos) se realiza con pronósticos que han sido realizados con alrededor de 38 horas de anticipación.

- La programación de la operación en 1 de 7 días de la semana (días lunes) se realiza con pronósticos que han sido realizados con alrededor de 62 horas de anticipación.
- La programación de la operación de 5 de 7 días de la semana (martes a sábado) se realiza con información que tiene al menos 12 horas de anticipación del momento en que el programa comienza a ser aplicado. Lo anterior se produce en un contexto donde la operación efectiva para enfrentar la transición del horario solar y el final del día puede cambiar las condiciones iniciales que se consideran para el programa del día siguiente.

Debido a los tres factores indicados, **actualmente la lista de mérito de costo variable de las unidades es un instrumento de gestión más efectivo que el programa de operación de corto plazo propiamente tal.** Esto puede producir una brecha gestionable entre el costo de operación efectivo del sistema para un nivel de seguridad definido, y el costo de operación “esencial” para la operación del sistema con el mismo nivel de seguridad; lo que sin lugar a dudas es una oportunidad que debe ser aprovechada.

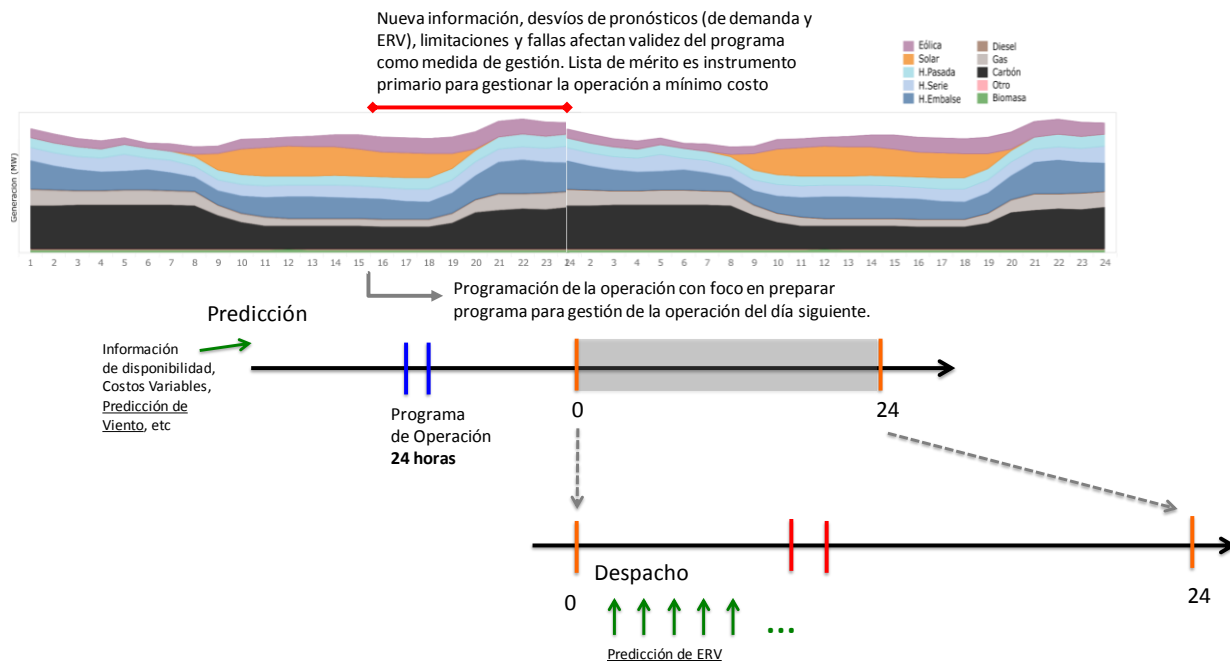


Figura 24: Práctica de desarrollo y desafío de uso de programa de operación de corto plazo con procedimientos vigentes.

La integración eficiente de fuentes de generación renovables variables requiere un sistema de programación de la operación más sofisticado. La mayor sofisticación del programa de operación de corto plazo se traduce en la necesidad de:

- Contar con una representación realista de las reservas disponibles en el sistema durante el proceso de programación de la operación.
- Co-optimizar el suministro de energía y reservas para control de frecuencia, requerimiento que actualmente se cumple en la PCP por la forma como se configura la simulación de corto plazo.

- Dado que la flexibilidad disponible en el sistema depende del estado operacional del mismo, se debe utilizar mecanismos para asegurar que la programación de la operación esté alineada tanto como sea posible a la operación real del sistema.
- Buscar alternativas para mejorar la gestión de la incertidumbre asociada a las desviaciones de pronósticos de energía renovable variable, particularmente eólica, en horizontes mayores de tiempo (por ejemplo, horizontes mayores a 4 a 8 horas)⁴³.
- Alinear el proceso de programación de la operación de corto plazo a periodos de tiempo que permitan verificar operación a mínimo costo (por ejemplo, validar despacho a mínimo técnico de unidades térmicas durante el día) y crear mejores antecedentes de gestión para enfrentar periodos de operación más complejos del sistema (por ejemplo, durante el periodo de transición solar al final del día).
- Ajustar necesidades de reserva para regulación de frecuencia en la medida que hay cambios en las condiciones de operación del sistema que justifiquen un ajuste a los requerimientos de reserva. Para ello se debe evaluar y definir ventanas de tiempo y condiciones de operación de ERV adecuadas en términos de los requerimientos de reserva para mantener la seguridad y operación a mínimo costo del sistema.
- Alinear la entrega del Pronóstico del Día Siguiente y Programación Semanal de generación ERV, definidos en el Artículo 7-13, a los instantes previos a que se realice una PCP. Por ejemplo, 1 hora antes que se realice la simulación.
- Alinear procesos del proveedor de pronóstico centralizado con el proceso de programación de la operación para de esa manera utilizar en éste último los datos más actualizados posibles⁴⁴.

La Figura 25 ilustra una sugerencia para ajustar el desarrollo del programa de operación de corto plazo a dos instancias críticas de gestión de la operación del sistema. La primera es determinar un programa con horizonte de 24 horas al momento que se inicia la rampa solar en la mañana para verificar el número de unidades térmicas operando a mínimo técnico que es necesario en el sistema, y de esa forma determinar oportunidades para reducir costos de operación. La segunda es determinar un nuevo programa de 24

⁴³ La generación solar en la zona norte de Chile presenta una incertidumbre baja.

⁴⁴ Como se indicó en la Sección 5.2.1, un pronóstico de viento utiliza el resultado de modelos de predicción numérica del tiempo (Numerical Weather Prediction Models) como datos de entrada para predecir velocidad del viento, dirección del viento y otros factores. Predicciones de tipo Day-ahead utilizan sólo datos de modelos de predicción numérica del tiempo. Para predicciones de corto plazo (hasta ocho horas) se combinan datos de mediciones on-line con datos de modelos de predicción numérica [11]. En algunos casos, los modelos de predicción numérica del tiempo se actualizan hasta cuatro veces al día [12]. La frecuencia de actualización y el instante de utilización de los modelos de predicción numérica afectan la precisión de las predicciones tipo Day-ahead. Es importante verificar que la forma de utilización de los resultados facilite el uso de la información más actualizada posible.

horas previo a la rampa que se produce al finalizar el horario solar para generar más información que puede ser considerada como instrumento de gestión para enfrentar los desafíos de la operación. En cada caso, es crítico considerar como condición inicial información, tan actualizada como sea posible, de pronósticos y estado de operación del sistema. A juicio del consultor, estas dos instancias de programación de la operación pueden ser ejecutadas manteniendo el trabajo de los profesionales en los horarios laborales actuales.

Se sugiere avanzar también en realizar la programación de la operación los sábados, domingos y festivos. Implementar la política de desarrollar la programación de la operación durante sábados, domingos y festivos es una decisión económica. A futuro se puede evaluar la operación durante los fines de semana para evaluar brechas con su respectivo costo estimado. Dicho costo debería ser comparado con el costo de tener un sistema de turnos y el beneficio que dicho sistema podría traer para la operación económica del sistema.

Proceso con mayor adaptabilidad para facilitar garantía de minimización de costos de operación manteniendo requerimientos de seguridad.

Necesidad de optimizar proceso de verificación y carga de datos al modelo de optimización y aplicación de resultados de manera oportuna.

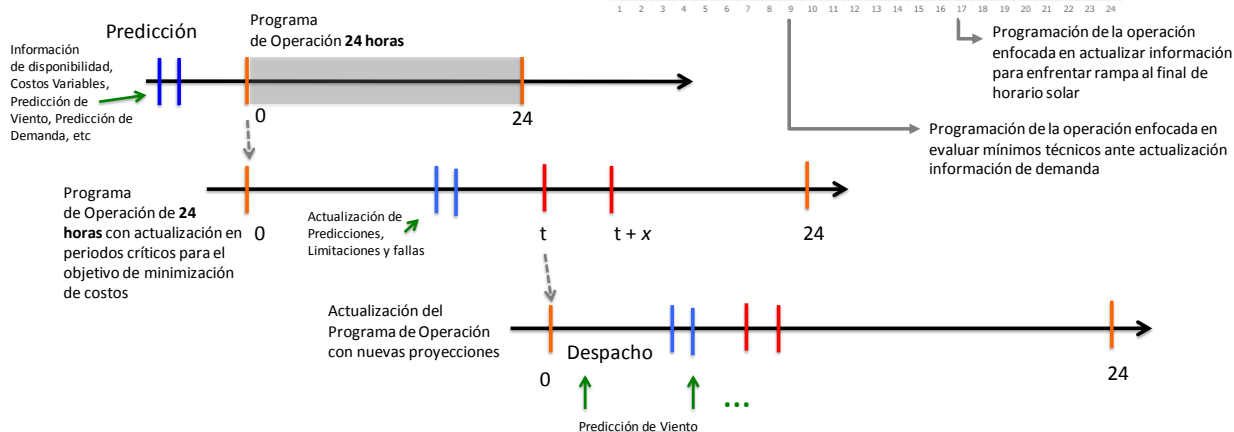


Figura 25: Sugerencia para alinear instancias de programación de operación de corto plazo a desafíos de gestión de costo operación (por operación a mínimo técnico) y necesidad de información para enfrentar rampa al final del horario solar

En la medida que la operación del sistema sea más compleja, es probable que sea necesario verificar que las condiciones de operación posterior a la rampa al final del día sean las más económicas para un nivel de seguridad definido. Para ello puede ser necesario insertar una nueva instancia de programación de la operación al final del día; lo que requeriría cambiar la estrategia de trabajo y gestión de personal a nuevos horarios.

Independiente de lo indicado en el párrafo precedente, **para garantizar la programación y operación del sistema en cumplimiento con los principios definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, es necesario que la programación de la operación se realice todos los días y se disminuya el periodo de tiempo entre: 1.) la**

recolección de información y la ejecución del PCP, y 2.) la finalización de la ejecución del PCP y su aplicación.

5.2.3 D.2.3: Definición de reservas ajustada a variabilidad percibida en el horizonte de programación de corto plazo

Un factor que debe ser considerado al momento de evaluar los efectos de la integración de generación eólica en el sistema, sobre todo en mayores niveles de penetración, es la curva de potencia característica de los generadores eólicos, ilustrada en la Figura 26. El error de proyección de generación puede variar en gran medida dependiendo de la velocidad del viento. Si la velocidad del viento está en el rango indicado como S2, un desvío pequeño en la velocidad del viento lleva a un desvío mayor en la generación del generador. Si la velocidad del viento está en el rango S3, el efecto de las desviaciones en la predicción de la velocidad del viento puede ser menor, a no ser que esté en el rango superior de S3 (cerca de S4), en cuyo caso un error puede llevar incluso a la desconexión del generador. Estas diferencias en el potencial impacto de los errores de pronósticos producen distintas necesidades de reservas.

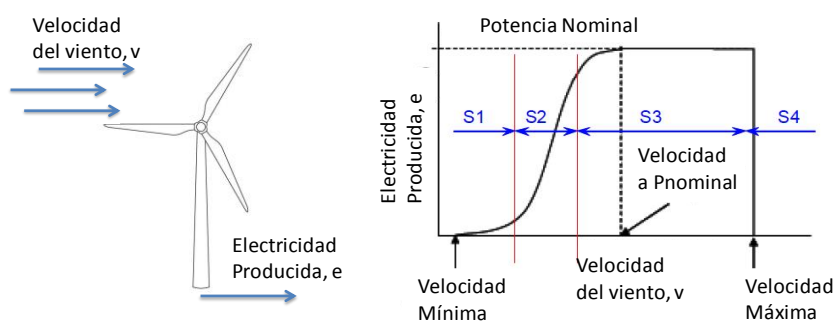


Figura 26: Curva de potencia de generadores eólicos y rangos de operación. Fuente: Adaptado de CRA [27]

El efecto de las variaciones naturales de producción de un generador eólico en periodos de 20 minutos fue ilustrado previamente en la Figura 13 (pg. 60). Las necesidades de regulación asociadas a las variaciones de generación eólica dependen del nivel de generación de la máquina (y de la flota de generadores instaladas en el sistema como un todo o una región del sistema dependiendo si se han definido subzonas de control o existen restricciones de transmisión).

Por lo tanto, las necesidades de regulación, hacia arriba y hacia abajo, no son necesariamente simétricas y varían según la zona en que están instalados los generadores, la temporada del año y el periodo del día.

Actualmente en Chile las necesidades de reserva secundaria se segmentan en dos zonas y dos periodos del día para todo el año (ver Tabla 2, Pg. 34). **Es deseable evaluar, en línea con lo indicado en el Artículo 6-43 de la Norma Técnica, si es posible obtener mejoras de eficiencia de producción en el sistema, sin sacrificar seguridad, mediante formas alternativas de cuantificar las necesidades de regulación de reserva secundaria, por ejemplo segmentando la definición por estaciones (periodos de tres meses), nivel de demanda del sistema, y nivel de producción de ERV presente en cada instante (por ejemplo: 10%, 20%, 30%, 40%, etc.) de penetración de ERV.**

5.2.4 D.2.5: Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema

El pronóstico de la demanda es un insumo crítico para la programación de la operación de corto plazo. **Es deseable definir un proceso para mejorar método de proyección de demanda de corto plazo**⁴⁵. Por otra parte, dado que la demanda en la zona norte del sistema eléctrico se explica en parte importante mediante consumos de mediano y gran tamaño, **es deseable mejorar la coordinación de información entre los clientes libres relevantes y el Coordinador**.

En este contexto, se debe **revisar la forma en que se aplicarán los requerimientos establecidos en el Capítulo 4 del DS 125, particularmente los aspectos definidos en el Artículo 80 y Artículo 83**. Por ejemplo, en el caso de ERCOT en Texas se definen índices de desempeño trimestrales y anuales. Para el caso de la proyección de demanda diaria se utiliza el *Mean Average Percent Error* (MAPE), el cual en el rango esperado debe ser inferior a 4,0% (promedio mensual de pronósticos diarios utilizados en la programación de la operación). Como objetivo ambicioso se define que sea menor a 3,5% (durante el año 2016 el MAPE para la proyección de demanda fue menor a 3,86%) [33].

5.2.5 D.2.4: Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para eventual definición de nuevos servicios

En CA-ISO, el mercado eléctrico de California, y MISO, el mercado que agrupa el medio oeste de Estados Unidos y Manitoba en Canadá, han implementado un servicio de rampas flexibles para gestionar de mejor forma la variabilidad e incertidumbre de generación renovable variable [34] [35] [36] [37]. De esta forma se logra contener la necesidad de aumento de reserva secundaria de unidades en giro mediante el apoyo de centrales de partida rápida que se encuentran detenidas. **Los servicios de rampas flexibles también están siendo evaluados en mercados de Nueva York [38] y New England [39], pero los operadores del sistema eléctrico de dichos mercados han decidido postergar su definición debido a que no se cuenta aún con suficientes antecedentes y una necesidad clara que justifique su incorporación como servicio**

⁴⁵ En la Figura 6 se presentan desviaciones horarias en proyección de demanda por zona para un día específico.

remunerado de manera independiente en el mercado eléctrico^{46, 47}. CA-ISO también ha identificado una necesidad de evaluar un cambio a la forma como determina los requerimientos de rampas flexibles [40]⁴⁸.

Principalmente, hay dos factores que crean la necesidad de rampas flexibles:

- Magnitud de la rampa en 1 hora y 3 horas, al final del horario solar.
- Incertidumbre en la magnitud de la rampa en 1 hora dada la amplia distribución de probabilidad de variación en la demanda neta, situación que se ilustra en la Figura 27.

⁴⁶ En el caso de NY-ISO, en abril de 2018, se indicó:

“Whether the NYISO should continue to work on the design of a flexible ramping product will be determined as part of the 2019 stakeholder project prioritization process...”

The NYISO recommends that stakeholders prioritize the Flexible Ramping Product project after 2019. The following factors support the recommendation to consider this project again in the future:

- *Delaying market design for this concept would permit further market outcomes from the CAISO implementation to develop and demonstrate evidence of value.*
- *There does not appear to be an immediate near-term need to develop this product:*
 - *The NYISO’s look-ahead software currently considers net load variability when dispatching resources, and this has not yet been significantly impacted by intermittent renewables.*
 - *Wind generation has the ability to dispatch down for economic and reliability reasons.*
 - *10 minute locational spinning reserves are currently providing the NYISO with adequate ramp-up capability.*
- *Other projects offer more promise in the near term.*
 - *For example, Reserve Procurement for Resilience is more directly related to a number of important emerging industry issues.”*

⁴⁷ En el caso del NE-ISO, en una sesión técnica realizada en marzo de 2018 se indicó:

- *“System ramping challenges depend on the resource mix and could become more significant in the future*
- *It is unclear whether ramping problems (necessitating operator actions) in New England are frequent enough to undertake major changes at this time*
 - *Assessing costs and benefits would require further study”*

⁴⁸ En febrero de 2018 en una sesión técnica realizada en CA-ISO se indicó: *“We are currently in the process of identifying and evaluating modifications to the calculation of the flex ramp requirement”*

¿Conocemos la incertidumbre que hora a hora el despachador percibe en el pronóstico de demanda neta en 1 hora del sistema eléctrico chileno? ¿son los niveles posibles de gestionar con bajo riesgo utilizando los recursos técnicos disponibles en el sistema?

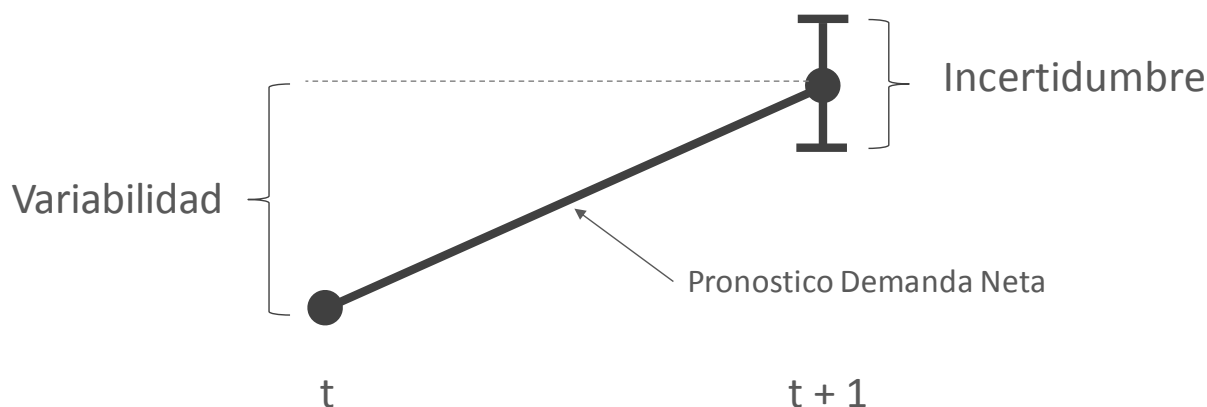


Figura 27: Incertidumbre en variabilidad de rampa de demanda neta en 1 hora (Fuente: Adaptado de ISO NY [38]).

Actualmente en el Sistema Eléctrico Chileno no se cuenta con datos públicos sobre la incertidumbre en la proyección de demanda neta (demanda menos generación renovable variable) entre 1 hora a 3 horas que percibe horariamente el despachador.

No es claro que hoy, ni en un horizonte de 2 a 5 años, existan desafíos de incertidumbre en la magnitud de las rampas que requieran acciones particulares del operador del sistema como para realizar cambios en la introducción de un servicio de rampas flexibles. Por lo tanto, no es posible afirmar con certeza si se requiere de un servicio particular de rampas con el objetivo de poder hacer frente a la incertidumbre en la variabilidad de la rampa proyectada hora a hora. Lo indicado anteriormente es consistente con el criterio que se ha utilizado en California entre el año 2014 y 2019, donde se define el valor del factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta, ϵ , igual a cero (detalles en Sección 5.1).

Se sugiere desarrollar un procedimiento mediante el cual se pueda generar información para evaluar la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que hora a hora enfrenta el despachador para así evaluar a futuro si se requiere de un servicio cuyo objetivo sea gestionar, de manera costo eficiente, dicha incertidumbre. Cuando los datos estén disponibles se sugiere realizar una evaluación de costo beneficio.

En caso de que los requerimientos de incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta aumenten a niveles que requieren nuevas medidas de gestión, acompañada de nuevos servicios, el mecanismo de rampa flexible que eventualmente se defina debe evitar el doble pago por la misma capacidad, sobre todo en un contexto donde existe pago por potencia de suficiencia en el mercado. Adicionalmente, el Coordinador debiera determinar [38]:

- Si es necesario contar con rampa hacia arriba, rampa hacia abajo, o en ambas direcciones.
- Quiénes serán los beneficiarios, en qué zona se requiere el servicio (a nivel de subsistema o a nivel de todo el sistema).

- Cantidad de MW necesarios.
- Requerimientos de tiempo necesarios para hacer efectiva la totalidad de la rampa (60 minutos, 30 minutos, etc).
- El intervalo de tiempo necesario para el requerimiento de rampa.
- Los mecanismos apropiados de precio de escasez para el servicio.
- Si unidades que estén apagadas pueden participar para proveer el servicio.
- Forma como el servicio de rampa flexible interactúa con la resolución temporal de la programación del despacho para múltiples intervalos de tiempo [39].

5.2.6 D.2.6: Oportunidad de reducir brechas de interpretación en del uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación

En el modelo de programación de la operación generalmente se incluyen valores para el parámetro de **tiempo mínimo de apagado** de unidades termoeléctricas, los que implican activar restricciones adicionales al programa de despacho de corto plazo [41]. Este parámetro no está definido en el DS 291 de 2008, ni el DS 125 de 2017, ni en el Anexo de Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras. La siguiente figura ilustra los valores de tiempo mínimo de apagado considerados en el modelo de programación para las unidades de carbón del SEN Norte.

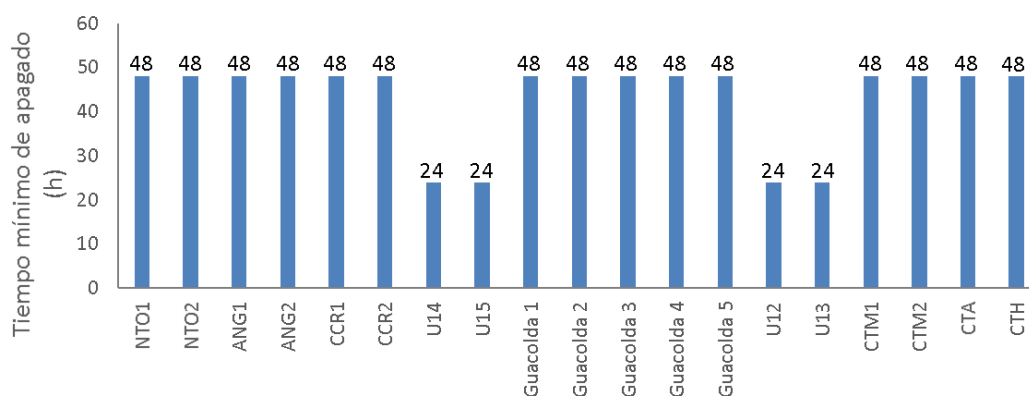
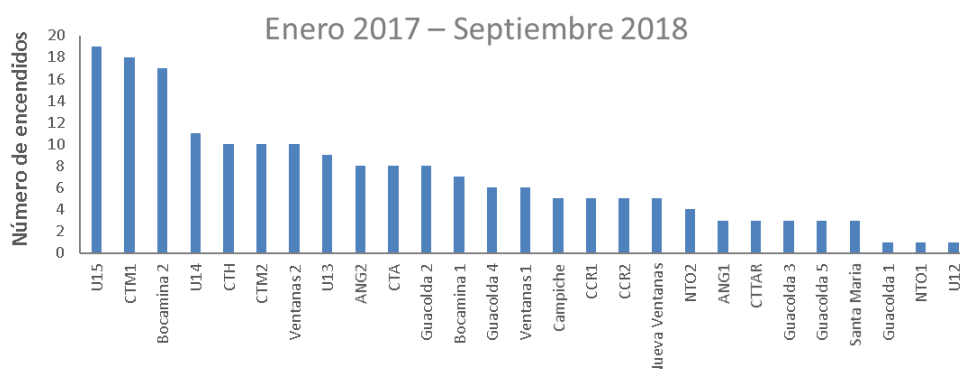


Figura 28: Definición de tiempo mínimo de apagado de unidades a carbón del SEN Norte. Fuente: Elaboración propia.

La inclusión del parámetro de tiempo mínimo de detención en las restricciones del modelo de programación de corto plazo restringe la flexibilidad del sistema, particularmente induce a que la mayoría de las unidades de carbón del SEN-Norte sean programadas con ciclos de al menos 2 días entre un encendido y otro.

Es importante notar que las centrales a carbón pueden desconectarse y resincronizarse a la red en periodos menores a 24 horas. La siguiente figura muestra la cantidad de encendidos o reconexiones que han realizado las unidades a carbón del SEN después de haber estado desconectadas 8 horas o menos entre enero de 2017 y septiembre de 2018. Lo indicado anteriormente señala que es posible partir una unidad después de una interconexión intempestiva en periodos menores a 8 horas, por lo tanto, también

debiera ser posible hacerlo ante una detención programada en intervalos de tiempo similares (partida en caliente).



Ejemplo de singularidad en operación de CTM2 el 01/10/2018:

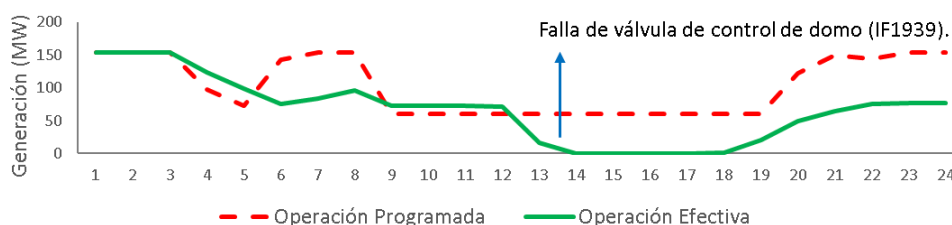
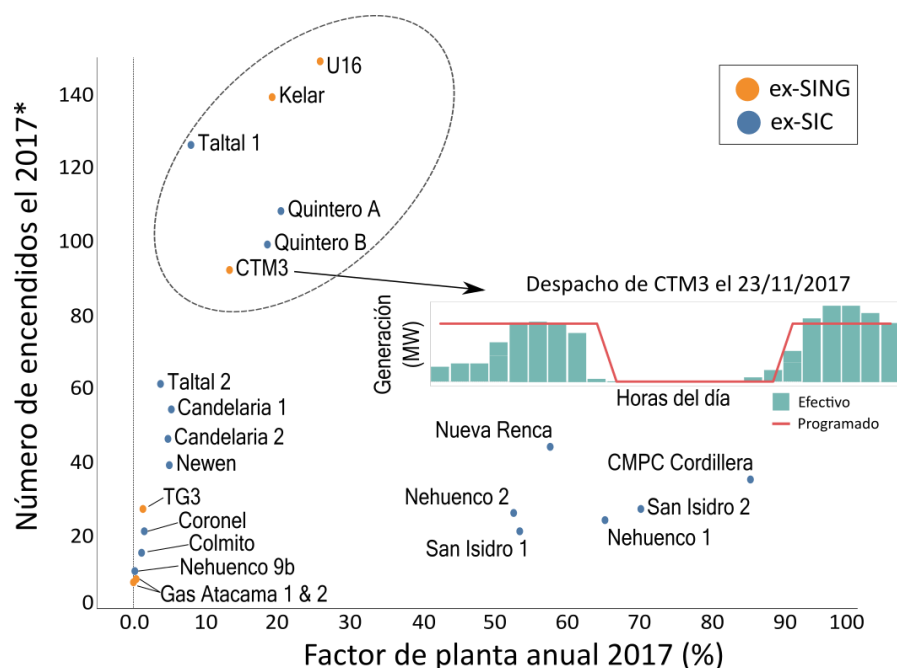


Figura 29: Número de encendidos o reconexiones de unidades a carbón después de no estar inyectando energía al sistema durante un periodo menor o igual a 8 horas. Fuente: Elaboración Propia

Un mayor número de partidas y detenciones tiene un efecto en el costo de mantenimiento de las unidades. No obstante, el desgaste que se produce por una partida en caliente es menor que el desgaste que se puede producir con una partida en frío [42] [43]. El efecto de las partidas en caliente en emisiones de NOx puede ser mitigado en las unidades que tienen sistemas SCR [44]. Se sugiere evaluar con proveedores efectos sobre daño metalúrgico acumulativo de materiales expuesto a estrés térmico, riesgo de corrosión, cumplimiento de normativa ambiental, medidas de gestión para mitigar o reducir dichos los aspectos mencionados anteriormente, entre otros.

5.2.7 D.2.7: Oportunidad de aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades

Las unidades a gas del SEN-Norte han debido operar bajo nuevos modos de operación de ciclaje, particularmente, en algunos casos, con encendidos y apagados diarios. Para ciertas unidades a gas se han observado entre 90 y 150 partidas durante el año 2017, como se muestra en la Figura 30.



*: En caso de ciclos combinados, se consideran solo encendidos de la turbina de vapor.

Figura 30: Operación de unidades a gas en el SEN durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia

Cada vez que una planta se apaga y se vuelve a encender, la turbina a vapor y los componentes auxiliares experimentan cambios de temperatura inevitables que someten al equipo a tensiones térmicas y de presión, ocasionando daños metalúrgicos en los componentes y materiales. Estos daños son mayores en los componentes sometidos a altas temperaturas debido a la interacción de los fenómenos de fatiga y *creep* de materiales. La interacción de ambos procesos acelera el daño y provoca la falla temprana del equipo [45] [46] [47].

Las unidades que enfrenten un alto ciclaje deben incorporar el efecto en los costos variables de mantenimiento [5]⁴⁹. Para ello, el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles vigente (en carácter de borrador), permite alternativas para su consideración. No obstante, es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los “costos de operación intermitente” [48]. Se sugiere revisar el procedimiento de determinación de costos

⁴⁹ En la referencia se indica:

“En todo caso cabe que los agentes que operan centrales térmicas declaren mayores costos de O&M por mayor desgaste cuando aumenta la frecuencia de arranques o, dentro de un mismo arranque, cuando aumentan los ciclos entre mínimo técnico y potencias superiores.”

Es importante notar, sin embargo, que el efecto de la operación en ciclaje entre mínimo técnico y potencia nominal no tiene la misma magnitud que el ciclaje entre prendido y apagado frecuente. El ciclaje de operación entre mínimo técnico y potencia nominal puede ser relevante dependiendo del estrés térmico que se imponga a la máquina durante este modo de operación. Lo anterior está altamente influenciado por la magnitud de la rampa durante la operación. Una operación con mayores exigencias de rampa implica mayor desgaste.

variables no combustibles para definir de mejor forma las consideraciones respecto de unidades que operan con ciclaje persistente.

5.2.8 D.2.8: Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema

Como se indicó en la Sección 4.2, el embancamiento de una unidad a carbón consiste en mantener las condiciones de la caldera sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a sincronizarse e inyectar energía de manera rápida al sistema. Este modo de operación de las unidades a carbón tiene la capacidad de contribuir a una mayor flexibilización del sistema eléctrico para un contexto con mayor penetración de energía renovable variable (particularmente solar en el norte), o un contexto como el actual, con restricciones de en el sistema de transmisión. Adicionalmente, se puede reducir el riesgo y desgaste en las unidades que operan en modo de ciclaje (prendido y apagado) si es que se utilizan procedimientos adecuados [49] [50].

Se debe determinar la factibilidad de operación de centrales a carbón en embancamiento⁵⁰. Para las unidades de generación en que este modo de operación es factible, se debe determinar los costos de embancamiento. Por otra parte, desde la perspectiva de programación de la operación, se debe determinar la forma de incorporar este modo de operación en el programa de operación de corto plazo e implementar dicha mejora.

Por otra parte, dadas las indicaciones del Anexo de Determinación de Mínimo Técnico de Unidades Generadoras, **se debe evaluar la factibilidad de que las plantas a carbón operen con 1 pulverizador, 1 silo, y/o combustible alternativo durante operación a mínimo técnico reducido para estabilizar la llama⁵¹**. Definidas nuevas condiciones de operación para mínimos técnicos reducidos, se debe determinar la nueva curva de consumo específico, el costo variable de operación según condición de operación, y su forma de incorporar la curva de costo variable (o al menos el costo variable a mínimo técnico y el costo variable a capacidad nominal) en el programa de operación de corto plazo.

5.2.9 D.2.9: Aplicación de requerimientos de normativa ambiental

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 45 del DS 125 de 2017, el Coordinador debe considerar en la coordinación de la operación aquellas limitaciones que resulten de la aplicación normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los coordinados son los responsables de informar estas limitaciones (Artículo 45). En este contexto, es posible segmentar las limitaciones en tres aspectos:

⁵⁰ El 8 de febrero de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional realizó una solicitud de información respecto al embancamiento de unidades termoeléctricas a los coordinados (Carta DE 00803-19).

⁵¹ En una unidad con 5 pulverizadores, el lograr la capacidad de operar sólo con un pulverizador puede reducir en teoría el mínimo técnico a 10% de la carga nominal. Compañías como GE están desarrollando actualmente sistemas de software que permiten reducir el mínimo técnico de unidades a carbón y pueden permitir operación automática a bajas cargas [14].

- Afectación a la definición de parámetros técnicos de las unidades termoeléctricas, por ejemplo, el mínimo nivel de operación con consideraciones ambientales es mayor al mínimo técnico de una unidad (sin consideraciones ambientales),
- Afectación de la operación de una unidad termoeléctrica por condiciones particulares de operación:
 - Reducción temporal de desempeño y fallas en el sistema de abatimiento de emisiones,
 - Limitaciones por cumplimiento de límites diarios de emisión definidos en la RCA,
 - Limitaciones por cumplimiento de planes de descontaminación, y
 - Alta temperatura de agua de mar que limita descargas de agua a una temperatura superior a 30 °C u otro nivel inferior definido en la RCA.
- Limitación de generación hidroeléctrica por condiciones particulares de operación:
 - Agotamiento de recurso hídrico en embalses,
 - Control de cota

Los modos de operación más flexibles que se proyectan como necesarios para centrales a gas difieren de aquellos esperados en un contexto sin alta penetración de ERNC, como los previstos hace unos años y evaluados en el proceso de definición del DS N° 13 y en Resoluciones de Calificación Ambiental; por lo tanto, uno de los aspectos críticos que se debe verificar tiene relación con los requerimientos de los instrumentos de gestión ambiental asociados a emisiones atmosféricas de NOx (DS 13 y RCAs).

En este contexto, una operación persistente a mínimo técnico, la exigencia de mínimos técnicos más bajos (o mayor *turndown* de la central), un mayor número de encendidos y apagados, y una menor razón de ciclaje producen diversos desafíos que hacen necesaria una revisión de los límites de emisión definidos en el DS 13, particularmente en condiciones de partida y detención, y en operación a carga parcial de unidades a gas natural [12]⁵². A modo de ejemplo, la Figura 31 presenta las emisiones típicas de una central de gas natural tipo ciclo combinado durante su operación. Los puntos indicados en color verde representan una condición de operación en régimen; los puntos en color gris representan instantes de partida y detención. Se observa cómo, durante la condición de operación en régimen, particularmente en el rango inferior de potencia de operación hay instantes con mayores emisiones.

⁵² La norma de emisiones para unidades a gas en Estados Unidos y Europa define requerimientos distintos para unidades operando a carga parcial.

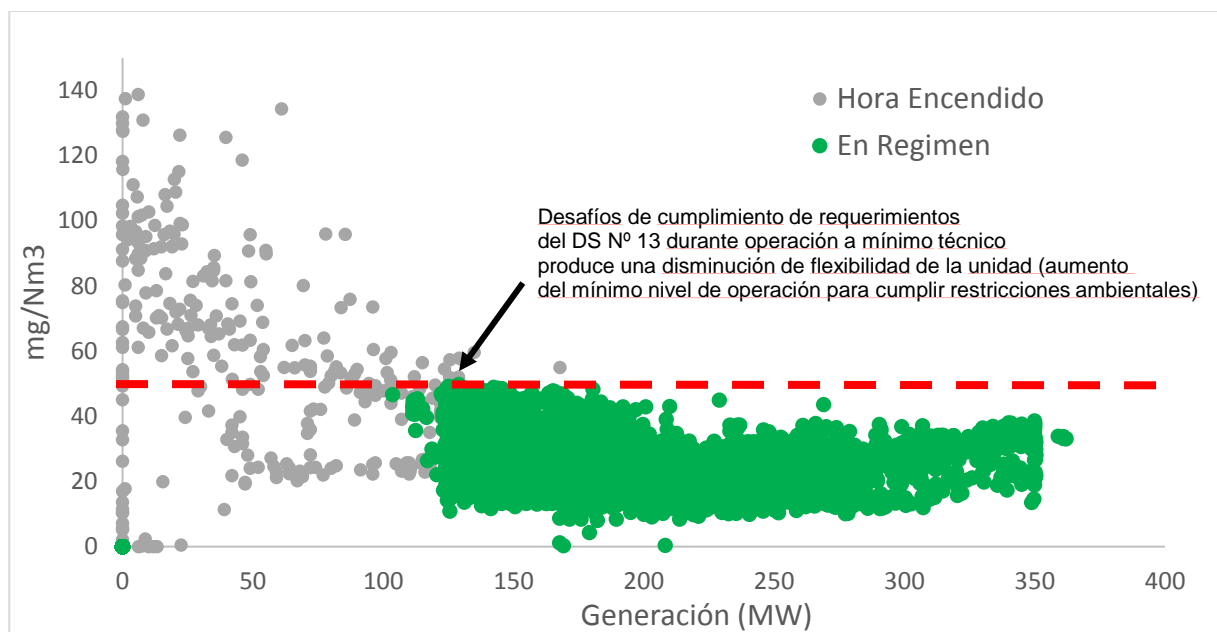
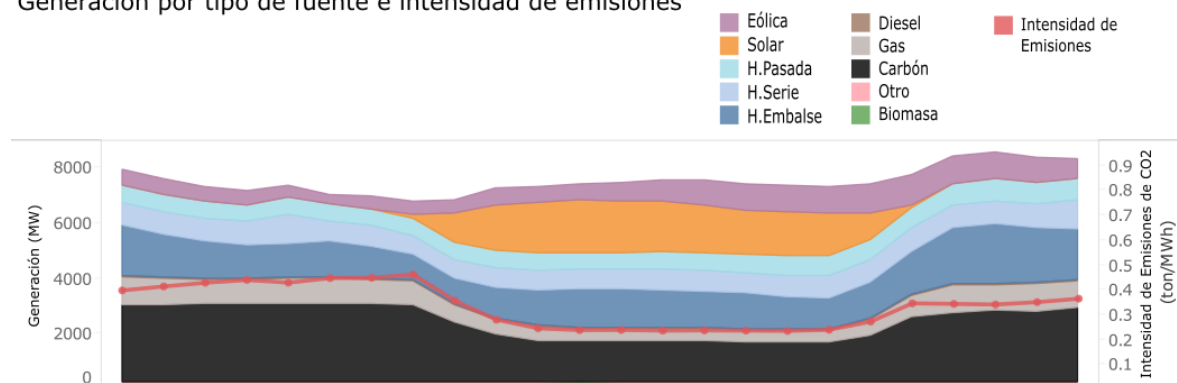


Figura 31: Emisiones de NOx de una central de ciclo combinado (Fuente: Elaboración Propia)

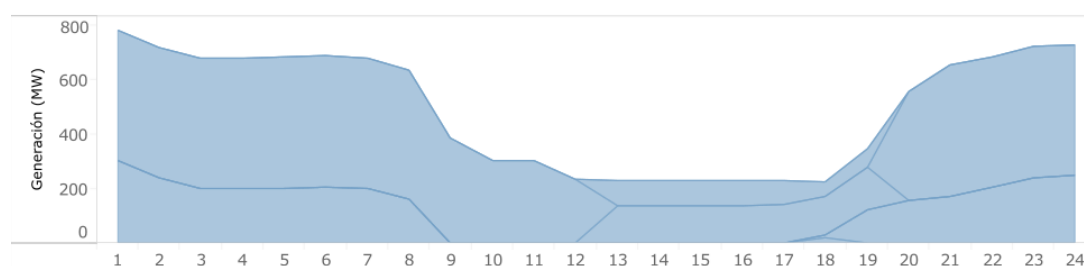
Los límites de emisiones durante operación a carga parcial y durante procesos de partida y detención son críticos para definir, apropiadamente, los requerimientos de los activos térmicos flexibles que contribuirán al proceso de transición hacia una matriz con menos emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente la restricción de mínimos técnicos de unidades a gas (por ejemplo, U16 y Kelar) ha producido, en ciertos días, vertimiento de generación ERNC en la zona norte, es decir, dificulta que toda la energía ERNC disponible en ciertos instantes pueda ser inyectada al sistema.

Para ilustrar el desafío mencionado, en la Figura 32 se presenta el caso de la operación del sistema eléctrico nacional el día 14 de octubre de 2018. Si bien, en una primera mirada la operación del día se percibe como normal (sección superior de la imagen), entre las 12 y 17 horas no se pudo inyectar toda la energía solar fotovoltaica disponible al sistema eléctrico debido, en parte, al requerimiento de mínimo nivel de operación con cumplimiento de norma de emisiones de una unidad de ciclo combinado durante el día (Kelar). Es crítico notar también que durante las horas de vertimiento el costo marginal de energía en la zona norte fue cero, lo que afecta la sostenibilidad económica de las centrales.

Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



Generación a Gas Natural en el SEN Norte



Generación Solar Fotovoltaica en el SEN Norte

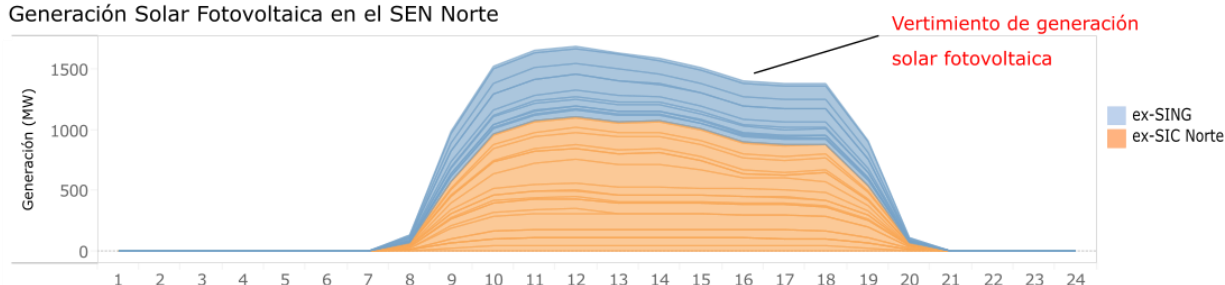


Figura 32: Caso de operación del SEN el 14 de octubre – vertimiento de energía solar (Fuente: Elaboración propia)

La definición de un estándar de emisiones para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuenta con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua el *turndown* relativo de una central de ciclo combinado es menor que el *turndown* relativo de una central a carbón.

Por el lado del cumplimiento de límites de temperatura por DS 90, se han levantado los efectos estacionales que puede tener la aplicación de esta normativa en la operación del sistema eléctrico, particularmente en periodos de alta presencia del fenómeno del Niño [51].

Finalmente, es crítico que todas las limitaciones (control de cota, agotamiento, DS 90, ruido, etc) sean consideradas apropiadamente en el control estadístico que realiza el Coordinador para la determinación de la Potencia Equivalente de una unidad generadora. Detalles en Sección 5.7.5.

5.3 D.3: Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia

La Figura 33 y Figura 34 ilustran el efecto de una contingencia en Central Santa María y Central Angamos respectivamente en la frecuencia del sistema en un contexto de mayor penetración de energía renovable, como el esperado para el año 2025. El análisis fue desarrollado por el Coordinador en el contexto de la mesa de descarbonización [14]. En la Figura 33 se observa que, ante una falla en Central Santa María, la frecuencia post-contingencia se mantiene sobre 49 Hz. Por otra parte, en la Figura 34 se observa que, ante una falla en Central Angamos, la frecuencia post contingencia alcanzaría un valor mínimo de 48,89 Hz y está un periodo de 15 segundos aproximadamente bajo los 49 Hz.

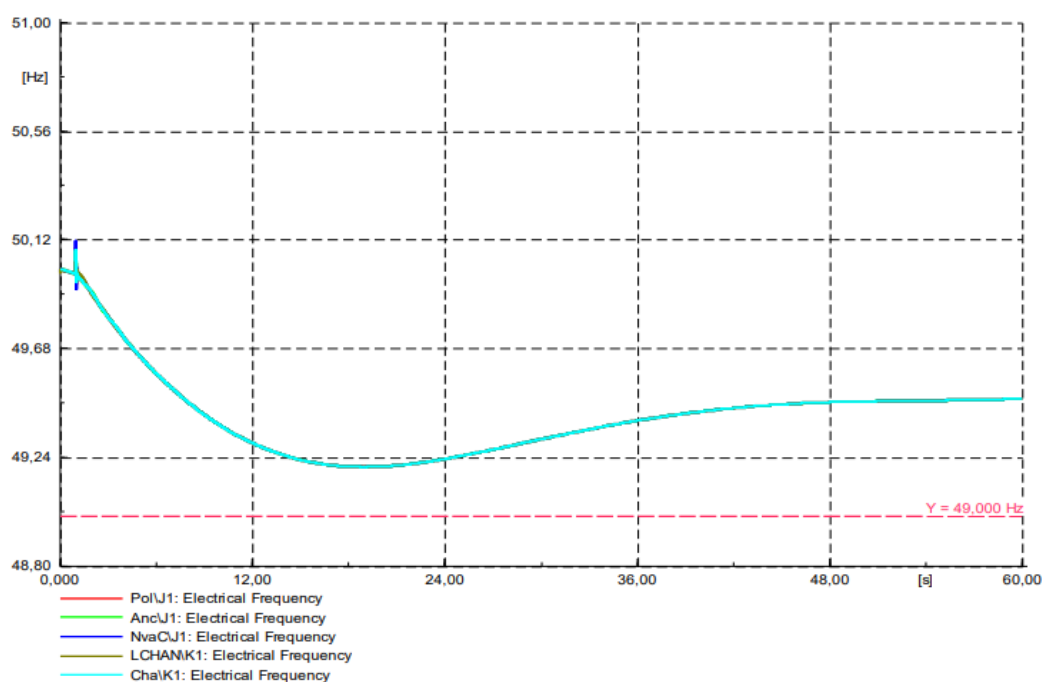


Figura 33: Evaluación de una falla de una central térmica en la zona centro - sur (Santa María) en el sistema eléctrico chileno en un contexto de alta penetración de ERV, probable para el año 2025 (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional)

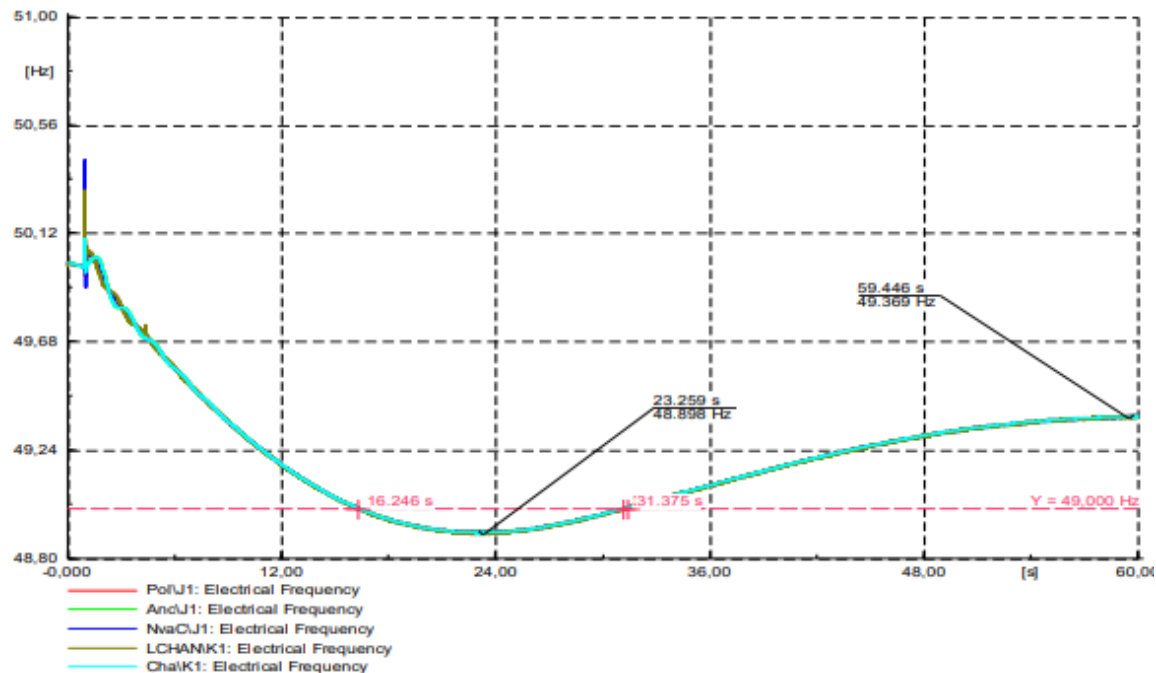


Figura 34: Evaluación de una falla de una central térmica en la zona norte (Angamos) en el sistema eléctrico chileno en un contexto de alta penetración de ERV, probable para el año 2025 (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional)

El caso analizado ilustra dos aspectos:

- En un contexto de alta penetración de ERV, la falla de una central importante en el sistema tiene efectos distintos sobre la frecuencia del sistema dependiendo de su localización. Notar que Central Angamos es de menor tamaño que Central Santa María, no obstante, el efecto de una falla en la frecuencia del sistema es mayor en el caso de Central Angamos. Por lo tanto, las necesidades de control de frecuencia en caso de contingencia son específicas en distintas zonas.
- Si bien en caso de una falla en Central Angamos la frecuencia del sistema es menor a 49 Hz sólo durante 15 segundos, se puede tener un escenario en que este periodo de tiempo es mayor. Lo anterior se puede dar por tres motivos: brechas de modelación y por lo tanto dinámicas que el modelo no captura apropiadamente (manteniendo todo lo demás constante); un contexto de mayor penetración de energía renovable; y una condición operacional distinta a la simulada (para el mismo parque de generación). **Si la frecuencia del sistema permanece bajo 49 Hz por un periodo de 90 segundos o superior, se tiene el riesgo que los PMGDs que están operando se desconecten debido al cumplimiento del requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; comprometiendo la confiabilidad de la operación.**

Dado lo anterior, tomando como referencia lo ilustrado en la Figura 2 (Pg. 33) y Sección 3.2.1 (literal d.), **se identifica la oportunidad de revisar la definición del Control Rápido de Frecuencia.** Como se indicó, si bien se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo distintos, es crítico notar que en la definición realizada en la Re CNE N° 801

de 2018 tanto el Control Primario de Frecuencia como el Control Rápido de Frecuencia deben responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea.

En función de lo indicado anteriormente, existe la oportunidad de:

- **Desacoplar las funciones del Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Particularmente haciendo que el Control Rápido de Frecuencia actúe sólo cuando la frecuencia del sistema disminuye respecto de un umbral predefinido. En caso de un sistema con una alta penetración de energía renovable variable donde por reducción de la inercia del sistema se tenga un mayor riesgo ante condiciones de falla, incluso se puede segmentar el Control Rápido de Frecuencia en dos servicios (CRF 1 y CRF 2) con escalones diferenciados de activación y características de respuesta (recursos) distintas. Un segundo escalón de Control Rápido de Frecuencia se puede dejar para condiciones en que los efectos de la falla persisten y/o condiciones de emergencia [52].
- **Evaluar la necesidad de que el Control Rápido de Frecuencia, sobre todo si es provisto por sistemas de almacenamiento (por ejemplo: Baterías), se requiera prestar mediante una banda de regulación simétrica.** Es decir, por eficiencia económica en el uso de infraestructura, la reserva por subfrecuencia pueda ser tratada de manera distinta y desacoplada de la reserva por sobrefrecuencia.

Adicionalmente, se sugiere **revisar el requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión**; particularmente, considerar los requerimientos establecidos en la última revisión del IEEE Std 1547 – 2018 (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces) respecto de los requerimientos mandatorios de desconexión por frecuencia y los requerimientos de “ride-through” ante perturbaciones en la frecuencia.

5.4 D.4: Desafíos relacionados a la señal de costo en mercado spot

5.4.1 D.4.1: Mayor resolución temporal del costo marginal

Un aspecto crítico relacionado a la señal de costo marginal es hacer que el tiempo entre la operación y la publicación de la señal de costo marginal preliminar (validada) sea tan breve como sea posible.

Además, se debe tener en consideración que, al aplicar el procedimiento de determinación de costos marginales, es común que dentro de una hora se pueda encontrar, secuencialmente, más de una unidad marginal en las distintas zonas del sistema eléctrico. Para el periodo comprendido entre el 21 de noviembre de 2017 y el 4 de diciembre de 2018, la Figura 35 ilustra la frecuencia con que es posible encontrar más de una unidad marginal durante el día en tres zonas representativas del sistema eléctrico (Cardones, Alto Jahuel y Puerto Montt). Cada hora ha sido segmentada en cuatro segmentos que representan el 25% de los casos cada uno. En general en la zona centro – sur, en el 75% de los casos aproximadamente, entre las 12 y 17 hrs, la unidad marginal del sistema determina el costo marginal durante una hora completa. En cambio, en la zona norte, en el 50% de los casos en las horas

correspondientes a la transición solar (a las 9 y 19 hrs), el costo marginal lo determinan unidades que marginan entre 15 a 50 minutos aproximadamente. En todas las tres barras analizadas es esperable que una unidad defina el costo marginal en un periodo superior a 15 minutos.

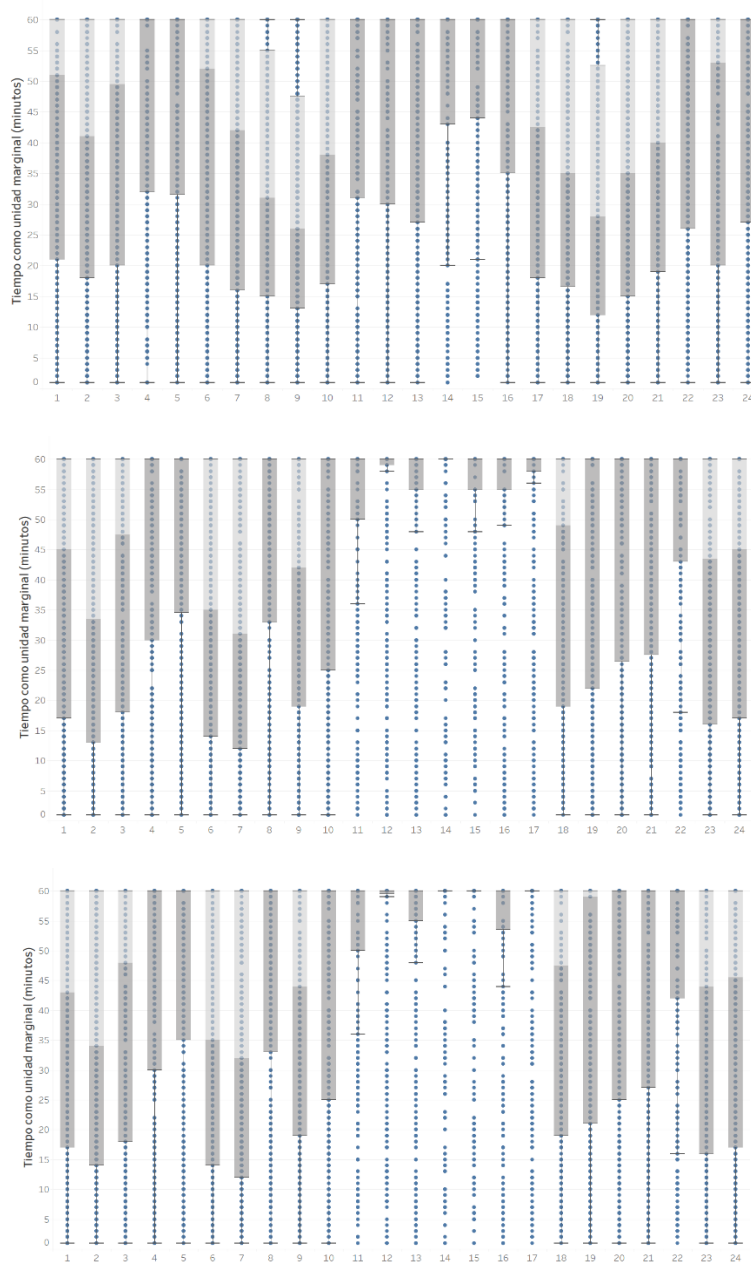


Figura 35: Evaluación de conformación del costo marginal horario desde el 21 de noviembre de 2017 hasta el 4 de diciembre de 2018 en Cardones (imagen superior), Alto Jahuel (imagen central) y Puerto Montt (imagen inferior)

Evaluaciones realizadas en el mercado de MISO en Estados Unidos han indicado que cuando sistemas de almacenamiento se exponen a señales de precio con resolución de 5 minutos, pueden incrementar sus ingresos por arbitraje en alrededor de 60% comparado con una situación en el mismo mercado, pero con señal de costo marginal horario [53]. El hecho de contar con una señal de costo marginal de mayor

resolución temporal contribuye a hacer más equitativas las condiciones de mercado para sistemas de almacenamiento.

Dada las disposiciones establecidas en la LGSE (sintetizadas en la Sección 3.1.1, letra e. y g.), el DS 125 (sintetizadas en la Sección 3.1.2, letra e.) y la Re Ex. CNE N° 669/2017 (sintetizada en la Sección 3.2.2, letra a.), se sugiere revisar la Re Ex. CNE N° 669/2017 y los aspectos que correspondan para que el costo marginal se determine en un periodo de 15 minutos. De esta forma se alinea con los requerimientos asociados al proceso de medición y a los tiempos de actuación de servicio de control de frecuencia secundaria.

A modo de referencia, el COES en Perú define costos marginales en intervalos de 30 minutos [54].

5.4.2 D.4.2: Consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados

El mercado de servicios complementarios está fuertemente condicionado al diseño del mercado de energía y a la estructura física del sistema eléctrico; por lo tanto, se debe considerar cuidadosamente aspectos de ingeniería y economía de sistemas eléctricos al momento de diseñar el mercado de servicios complementarios [9].

Es crítico notar que **las percepciones que los agentes (generadores) tienen de las desviaciones entre la operación real y la operación programada del mercado eléctrico, y su posible afectación al costo marginal, afecta la forma de realizar ofertas por subastas de servicios de regulación de frecuencia.** Esto se debe a que los agentes perciben distintos valores del costo de oportunidad de las reservas para regulación de frecuencia. El costo de oportunidad refleja el costo de comprometer y mantener capacidad en reservas (en la mayoría de las veces en una condición inframarginal), considerando la señal del costo marginal sobre todas las posibles condiciones reales de operación probables al momento de realizar la programación de corto plazo.

En este contexto, una forma de evaluar el costo de oportunidad de las reservas consiste en valorizar también la **opción perdida en la operación real** producto de proveer reservas de capacidad, considerando la volatilidad del costo marginal real en torno al valor esperado programado al momento de realizar la subasta. La valorización de la opción perdida en la operación real tiene la intención de reflejar el costo de mantener la reserva comprometida y perder la opción de cambiar la operación a medida que se materializa en la operación real una condición de operación distinta a la planificada al momento de realizar la subasta. El costo en la operación real también puede reflejar la posibilidad que los proveedores a quienes se les asignó reserva experimenten fallas y se tenga que reemplazar su capacidad con otros recursos.

La Figura 36 refleja la evaluación del valor esperado de la opción perdida (por cada MW de reserva comprometido). Para su elaboración se tomó como referencia un estudio de evaluación de mecanismos de SSCC realizado por *The Brattle Group* para ERCOT el año 2015.

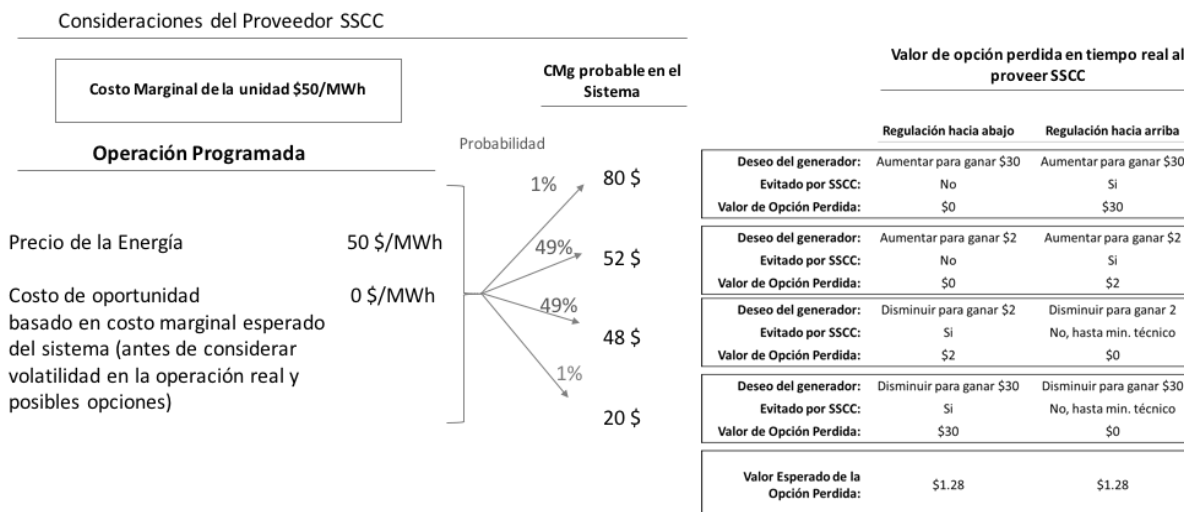


Figura 36: Valor de la opción perdida en la operación efectiva por proveer reservas para control de frecuencia [52]

En este contexto, la percepción de los agentes sobre la volatilidad esperada del costo marginal respecto del valor esperado, producto de desviaciones típicas de la operación real, se torna crítico para evaluar la robustez del resultado y de los supuestos de oferta por licitación o subastas de SSCC para control de frecuencia.

En relación al DS 113, tomando como referencia lo sintetizado en la Sección 3.1.3, **se sugiere verificar la consistencia entre los siguientes aspectos:**

- **El Coordinador debe realizar la programación de la operación del sistema eléctrico optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema (Artículo 18).**
- **Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas.** De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27). El Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios complementarios mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina (Artículo 25).

Una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación. Por lo tanto, si se opta por no considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), entonces, al cumplir el requerimiento de materializar los servicios complementarios mediante los precios ofertados en las licitaciones o subastas, **podría producirse – por diseño – una brecha entre la**

programación de la operación que realice el Coordinador y la materialización de servicios complementarios en el despacho efectivo.

Por otra parte, si se opta por considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), podría producirse una brecha en el cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de producción ya que se incorporarían a la función de costo del generador señales basadas en expectativas de costos de oportunidad por el servicio de proveer reservas, dichas expectativas no son necesariamente una entrada a la función de costo de producción del generador ya que los precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas no tienen que coincidir necesariamente con el costo efectivo de proveer dichas reservas. Como se indicó anteriormente, una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación.

Finalmente, tomando como referencia lo indicado en [55], una diferencia práctica – crítica – en la determinación de precios asociados a requerimientos de seguridad en sistemas eléctricos tiene relación con la anticipación y duración del periodo con que los agentes del mercado deben realizar su oferta para participar en el mercado de reservas para regulación de frecuencia. **La mayoría de los generadores tienen una disposición a proveer reservas que varía en el tiempo. Luego, es ineficiente forzar a los generadores a comprometerse a un nivel fijo de reservas por periodos extensos**, sobre todo en sistemas con incertidumbre en el despacho como los mercados con alta penetración de ERV o donde la demanda de algunos clientes es relevante para el tamaño del mercado y se pueden producir variaciones importantes dependiendo de las condiciones de operación de clientes industriales como es el caso del SEN Norte.

En [55] también se indica que **el mercado de reservas debe ser resuelto de manera frecuente, en una escala de tiempo aproximadamente un orden de magnitud más extensa que la duración del uso de la reserva**. Por lo tanto, para el caso de reserva en giro, el mercado de reservas debería ser re-subastado cada hora o posiblemente cada unos pocos minutos (15 a 30 minutos).

Para el caso de la remuneración de servicios complementarios de regulación de frecuencia, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos definió **la Orden FERC 755, la cual indica que es razonable establecer un esquema de pago basado en dos componentes** [56].

El primer componente tiene relación al valor de la capacidad, o la opción, por mantener una fracción de la capacidad de una central como reserva. Para ello, la FERC establece que el pago debe ser uniforme para todos los que proveen el servicio, y debe estar basado en el costo de oportunidad de la unidad marginal (costo marginal de reserva). Dado el contexto de los mercados norteamericanos, se establece que los pagos deben estar basados en un esquema de ofertas competitivas para la provisión de reservas.

El segundo componente debe ser un pago por desempeño que refleje la cantidad efectiva de trabajo que cada unidad de generación realiza en la operación real. Este componente debe reflejar la precisión con la cual cada recurso responde a las señales de regulación del operador del sistema. Se deja abierto

para que cada ISO proponga los detalles que pueden variar de acuerdo al mercado y la región. Se indica que la precisión debe estar asociada al seguimiento de la señal del Control Automático de Generación.

Por ejemplo, se pueden utilizar métricas como [57]:

- Desempeño del generador en incrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente incrementados y la suma de los MW solicitados en subir, multiplicado por 100.
- Desempeño del generador en decrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente reducidos y la suma de los MW solicitados en bajar, multiplicado por 100.

Por último, es importante notar que generalmente en los mercados eléctricos de Estados Unidos los costos asociados al mercado de servicio complementarios no son asignados en función del criterio de causalidad de costo; más bien son socializados en función de los consumos (retiros de energía) [9].

5.5 D.5: Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación

Actualmente los costos de partida y detención no se remuneran en el mercado eléctrico chileno. Hay dos maneras de remunerar los costos de partida y detención de unidades térmicas [5]:

- Modificar la declaración de costos variables de manera que ésta incluya, en cierta forma, los costos de partida y detención de unidades térmicas. Con esta medida se afecta la remuneración (y consecuentemente los costos de retiro) de todo el mercado,
- Reconocer los costos mediante un procedimiento y remunerar dichos costos mediante un pago adicional, complementario, sin afectar la señal de costo marginal de energía.

La regulación vigente no cuenta con un mecanismo directo para incluir los costos de partida y parada.

Una alternativa que se podría evaluar es, para el caso de centrales que utilicen carbón, considerar los costos de partida y parada dentro del ítem de mermas que se incluye para el cálculo del precio de combustible (se puede establecer un método de cálculo en función del número de partidas incurridas en un periodo determinado y el despacho proyectado en un periodo también determinado). Para el caso de centrales que utilicen combustibles líquidos y gas, si bien el ítem mermas no está definido, es algo que se podría evaluar definir para representar costos de partida y parada.

Como se comentó anteriormente para el caso de evaluar los efectos de partida y parada en el CVNC (Sección 5.2, letra g.), **es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o subestimación importante de los de “costos de operación intermitente” [48].**

5.6 D.6: Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento

Es crítico que los modelos de participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado spot reconozcan sus características físicas y operacionales, que difieren de los sistemas tradicionales de generación en el sentido que los sistemas de almacenamiento son un recurso de energía limitada que pueden tanto vender como comprar energía desde el sistema [58]. Los sistemas de almacenamiento son capaces de otorgar múltiples beneficios a la red, sobre todo en un contexto de mayor penetración de energía renovable [59] [60] [61] [62]. Dado esto, **la habilitación de modelos de participación en el mercado que permitan a los sistemas de almacenamiento capturar múltiples beneficios de los servicios que estos proveen a la red contribuye a nivelar las condiciones de mercado para estas tecnologías.** Lo anterior se basa en el principio que cualquier recurso que participe en el mercado debe tener la capacidad de proveer sus atributos de capacidad, energía y servicios complementarios, en la medida que estos sean competitivos.

En Estados Unidos, la FERC no sólo ha establecido principios para clasificar los sistemas de almacenamiento como sistemas de transmisión, sino también ha sido extremadamente cautelosa en mantener la independencia de los operadores de los sistemas eléctricos cuando se trata de gestionar sistemas de almacenamiento, ha definido principios para que éstos sistemas puedan capturar múltiples fuentes de valor derivadas de los beneficios que estos sistemas producen en el sistema eléctrico, y ha requerido que cada ISO defina y/o perfeccione, según corresponda, la forma como los sistemas de almacenamiento participan en el mercado mayorista [58] [63]. El plazo definido para ello es el 3 de diciembre de 2019.

Un aspecto crítico que se debe definir tiene relación a los parámetros técnicos y estructura de costos que se considera en los modelos de participación de mercado para los sistemas de almacenamiento. Estos parámetros deben considerar una representación adecuada de los límites de potencia, eficiencia (o pérdidas), y degradación de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, los límites de potencia son una función del estado de carga del sistema de almacenamiento; la eficiencia del sistema y las pérdidas de energía son función tanto del estado de carga como de la potencia que se utiliza para cargar/descargar. La definición de estos parámetros de participación puede tener un efecto significativo en la utilización de estos sistemas (programación y despacho efectivo) y por consiguiente los ingresos proyectados y efectivos.

La oportunidad de reflejar costos de degradación en las estrategias de participación de mercado de sistemas de almacenamiento (baterías) para reducir el ciclaje contribuye también a aumentar la vida útil de los sistemas y la viabilidad económica de estos. Por lo tanto, **los parámetros a considerar en la programación de corto plazo de sistemas de almacenamiento mediante baterías deberían representar de cierta forma las expectativas de degradación de las baterías** (que, por ejemplo, es considerada en la definición de CVNC de una unidad termoeléctrica) [64].

En teoría, el Coordinador está en la mejor posición para gestionar la programación y participación de sistemas de almacenamiento en el mercado para minimizar los costos de operación. No obstante, dicho

objetivo es una tarea desafiante, especialmente considerando la creciente incertidumbre en la operación asociada con niveles mayores de penetración de ERV. Por lo tanto, **un desafío es el desarrollo de estrategias de despacho que hagan un uso óptimo de la flexibilidad que pueden proveer los sistemas de almacenamiento**. Se requerirá de desarrollo de innovación para crear nuevas estrategias y formulaciones de la programación de la operación y gestión del despacho para realizar un uso óptimo de los sistemas de almacenamiento.

En este contexto, el sistema de programación de la operación y gestión del despacho utilizado actualmente en Chile, y de manera previsible en el futuro, no necesariamente reflejará todos los aspectos técnicos y económicos que son de interés de los operadores de sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, es deseable **permitir que los operadores de los sistemas de almacenamiento tengan la opción de gestionar el sistema de manera independiente, reconociendo posibles penalidades por una afectación negativa en el funcionamiento del mercado** [64]. Una materia a evaluar es si la atribución mencionada anteriormente debería ser una definición transitoria o permanente.

5.6.1 D.6.1: Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión

El año 2010, la FERC indicó que **teniendo en consideración las circunstancias y características de proyectos de sistemas de almacenamiento específicos, estos podrían ser considerados como activos de transmisión**, habiendo obtenido la aprobación del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (ISO) [65]⁵³. El ISO no debe aprobar un proyecto de almacenamiento como activo de transmisión si se ha propuesto una alternativa mejor o el proyecto no aprueba un análisis de costo – beneficio.

El proyecto de almacenamiento de Western Grid fue considerado como parte del sistema de transmisión por la FERC porque **la empresa presentó una propuesta donde indicó que el sistema de almacenamiento emularía la función de un sistema de transmisión, y el operador independiente del sistema eléctrico sólo lo debería operar para esa función propuesta**. Particularmente, ante instrucciones del ISO, el proyecto sería utilizado para [65]:

- Proveer el servicio de control de tensión,
- Gestionar situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y de caída de líneas, y
- Apoyar funciones de transmisión mientras se realizan mantenimientos de líneas.

Western Grid indicó que las funciones indicadas anteriormente serían la única forma de operación del sistema de almacenamiento propuesto.

Las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico al proyecto de almacenamiento de Western Grid sólo podrían ser dadas en la medida que no exista otro actor que provea dicha función

⁵³ Lo indicado anteriormente ocurre particularmente en el contexto de California, para el caso de Western Grid, un proyecto de almacenamiento de baterías de NaS entre 10 – 50 MW.

por condiciones de mercado; de esta forma el proyecto de Western Grid no afectaría servicios competitivos de otros actores del mercado [65].

En una evaluación de costo-beneficio, el ISO debe considerar costos comparativos y beneficios de alternativas viables al proyecto propuesto, considerando: 1.) otros nuevos proyectos o ampliaciones de transmisión, 2.) gestión de demanda, 3.) la aceleración o ampliación de cualquier expansión de transmisión que ya haya sido aprobada por el operador independiente del sistema eléctrico en el plan anual de transmisión, o 4.) generación. **En la evaluación de beneficios, el operador independiente del sistema eléctrico sólo debe considerar el uso propuesto del proyecto de almacenamiento, esto es proveer servicios de transmisión mediante control de tensión y gestión de situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y caída de líneas [65].**

La FERC, el año 2010, indicó que de ninguna manera pretendía clasificar todos los sistemas de almacenamiento como parte del sistema de transmisión o viceversa [65].

Western Grid sería responsable de energizar el sistema de almacenamiento. De esta forma, **la FERC indicó que se podía mantener la independencia del operador del sistema eléctrico, dado que este no sería responsable de comprar la energía para energizar el proyecto u operar las baterías cuando estas estuvieran siendo cargadas o descargadas.** Western Grid operaría el proyecto según las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico, sólo como activo de transmisión [65].

De la misma forma que otros activos de transmisión, **Western Grid no obtendría ingresos fuera de los pagos por transmisión.** Los ingresos por compra / venta de electricidad serían un crédito al pago por transmisión [65].

Al año 2018, el ISO de California (CAISO) no ha considerado que el proyecto propuesto por Western Grid sea necesario bajo el plan de expansión anual de la transmisión [66]. CAISO ha aprobado recientemente dos proyectos de almacenamiento como activos avanzados de transmisión [66]⁵⁴. La FERC ha rechazado la consideración de otros proyectos específicos de almacenamiento como activos de transmisión [67] [68] [69]⁵⁵. La Public Utility Commission de Texas aprobó un proyecto de almacenamiento como activo de transmisión el año 2009⁵⁶ [70].

⁵⁴ Particularmente, CAISO indica: “the ISO has studied a number of potential electric storage projects as reliability solutions, ranging from transmission asset models to local resources participating in markets. The former has only recently resulted in energy storage assets moving forward, and the latter has resulted in a number of energy storage projects providing local capacity. In this context, the ISO’s experience reflects that electric storage has more effectively fit within the framework of market resources providing local capacity rather than as transmission assets providing transmission services. Over the past several years, the ISO has studied 27 battery storage proposals and one pumped hydro storage proposal as potential transmission assets. To date only two proposals have resulted in storage projects moving forward, both in the most recent 2017-2018 Transmission Plan”.

⁵⁵ Caso Nevada Hydro, Proyecto LEAPS: Sistema de almacenamiento por bombeo de 500 MW y una línea de transmisión de 30 millas que representan una inversión estimada de US\$2000 millones.

⁵⁶ Proyecto de baterías de NaS de 4,8 MW, 8 horas de duración (4 MW), en Presidio. El proyecto cumpliría funciones similares a las indicadas para el caso de Western Grid.

5.6.2 D.6.2: Respeto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento.

Los reguladores en Estados Unidos han sido cuidadosos en asegurar que los operadores independientes de sistemas eléctricos (ISO) y operadores de sistemas de transmisión (RTO) no sean propietarios o tengan control sobre la operación de sistemas de almacenamiento de energía para propósito de actividades de mercado que se desarrollan en un contexto competitivo [62] [66] [68]. Este requerimiento tiene sentido en la medida que los operadores de los sistemas eléctricos tienen que mantener independencia y asegurar un acceso no discriminatorio tanto a los sistemas de transmisión como a las decisiones de despacho. Dada la capacidad de los sistemas de almacenamiento de tener un rol de generación y demanda, y que ambos roles participan del mercado, el requisito de independencia es fundamental.

CAISO ha indicado que no debe asumir el control operacional de sistemas de almacenamiento, más allá del rol normal que tiene respecto de unidades de generación [66]⁵⁷ [68]^{58, 59}. Además, estuvo en desacuerdo en tener el control operacional de un proyecto de almacenamiento llamado LEAPS⁵⁵ ya que las alternativas de control operacional analizadas podían comprometer su independencia. **CAISO indicó que el hecho de tomar control sobre el sistema de almacenamiento LEAPS sería un retroceso en la reestructuración eficiente y competitiva del mercado que se ha esforzado en alcanzar.**

La FERC ha compartido la preocupación del operador independiente del sistema eléctrico de California en términos de que el control de un sistema de almacenamiento participando en el mercado eléctrico podría comprometer la independencia del ISO [66]⁶⁰. La FERC concluyó que no sería apropiado requerir a CAISO asumir cualquier nivel de control operacional sobre el sistema de almacenamiento LEAPS [68]⁶¹.

⁵⁷ CAISO indicó: “The ISO was nevertheless concerned that its independence could be comprised because it would have to decide (in all instances) when LEAPS would operate, how much energy it would produce and when it would operate the pumps to store water for future generation”.

⁵⁸ CAISO para el caso del proyecto de Pumped Storage LEAPS indicó: “CAISO should not assume operational control of the LEAPS facility, other than its normal role with respect to the operation of generating units”.

⁵⁹ “CAISO opposes taking operational control of the LEAPS facility. CAISO argues that any transfer of control analyzed in its proceedings would compromise CAISO’s independence as envisioned in Order No. 2000 (or create the perception thereof). CAISO argues that placing it in this untenable position of being both a generator operator and overseer of the transmission network is a step backwards from the restructured, efficient, competitive market that CAISO has worked hard to achieve”.

⁶⁰ Se indica: “In a 2008 order, FERC denied Nevada Hydro’s request. FERC found that ‘the purpose of CAISO’s transmission access charge is to recover the costs of transmission facilities under the control of CAISO, not to recover the costs of bundled services.’ FERC also shared the ISO’s concern that ISO control of a generator participating in the ISO markets would compromise the ISO’s independence. Further, FERC found that ‘allowing LEAPS to receive a guaranteed revenue stream through CAISO’s TAC would create an undue preference for LEAPS compared to these other similarly situated pumped hydro generators’”.

⁶¹ La FERC indica: “The Commission concludes that it would not be appropriate to require CAISO to assume any level of operational control over the LEAPS facility. In reaching this conclusion, we examined an extensive record in this

5.6.3 D.6.3: Respeto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión)

En enero de 2017, mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC clarificó que podría haber enfoques distintos al utilizado por Western Grid⁶², mediante el cual un sistema de almacenamiento podría recibir un pago por transmisión y, si es técnicamente factible, proveer otros servicios de mercado [71]. La FERC indicó que la Orden 130 FERC 61,056 [65] no debía ser interpretada como un requerimiento para que los sistemas de almacenamiento establecidos como activos de transmisión renuncien a realizar servicios de mercado (venta de energía, servicios complementarios, etc.), tal como propuso Western Grid. Mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC tiene la intención de proveer una guía sobre la habilidad de los sistemas de almacenamiento para proveer múltiples servicios y buscar recuperar sus costos simultáneamente a través de tarifa regulada de transmisión e ingresos por participación en mercados competitivos.

La FERC indicó que un sistema de almacenamiento participando en el mercado como activo de transmisión podría participar también prestando otros servicios. También indica que, en algunos casos, un sistema de almacenamiento sólo podría ser competitivo en costos para proveer servicios de transmisión si se consideran en la evaluación los ingresos esperados por la participación en otros mercados competitivos. Tales ingresos por participación en el mercado eléctrico suministrando otros servicios podrían ser utilizados para compensar el costo del sistema de almacenamiento como activo de transmisión. Lo indicado anteriormente también fue precisado por CAISO en marzo de 2018 [66]. No obstante, este tipo de estrategia híbrida requiere especial atención en su diseño regulatorio.

Si se busca que un sistema de almacenamiento recupere sus costos mediante la participación en el mercado eléctrico y la provisión de servicios de transmisión, la FERC indica que los siguientes desafíos deberían ser abordados:

- El sistema de almacenamiento debe ser competitivo con una alternativa de transmisión,
- Evitar doble pago de infraestructura,
- Minimizar impactos negativos en el mercado mayorista, y
- Mantener la Independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico.

La Orden 158 FERC ¶ 61,051 no tiene la intención de resolver todos los detalles de implementación respecto de como un sistema de almacenamiento podría, simultáneamente, proveer servicios de transmisión y de mercado eléctrico; sino que tiene la intención de aclarar que, como materia de política

proceeding and the results of and whitepapers from CAISO's stakeholder process in which it sought comment from market participants on whether operational control of the LEAPS facility could be turned over to CAISO. Through this stakeholder process, CAISO explored six alternatives under which it could, directly or indirectly, operate the LEAPS facility. After reviewing these proposals and comments in support of and against CAISO's evaluation of these proposals, the Commission agrees with the majority of intervenors on this issue that it would be inappropriate for CAISO to assume control of the LEAPS facility".

⁶² Detalles en Sección 5.6.1.

pública, es factible permitir a un sistema de almacenamiento proveer ambos servicios. También provee cierta guía en algunas materias y permite que los grupos de interés aborden posteriormente, mediante procesos participativos, las materias en más detalle. Los principales desafíos abordados en la Orden 158 FERC ¶ 61,051 se indican a continuación.

a.) Respecto al requerimiento de evitar doble pago de infraestructura

El requerimiento de evitar doble pago de infraestructura puede ser abordado mediante un mecanismo apropiado de crédito (o abono) de los ingresos. La FERC indicó que podría haber estrategias distintas, a la propuesta por Western Grid⁶³, para abordar este desafío.

El monto del crédito (o el abono de los ingresos de mercado) puede variar y depende de como se estructure la tarifa regulada por el servicio de transmisión. Por ejemplo, si se indica que se pretende recuperar el costo total del sistema de almacenamiento mediante tarifa regulada de transmisión, entonces sería apropiado que el responsable de la operación del sistema de almacenamiento abone todos los ingresos que el sistema de almacenamiento capture mediante su operación en el mercado competitivo (por ejemplo, durante la vida útil del activo o el periodo que prestará servicios regulados de transmisión si es que dicho periodo difiere de la vida útil del activo).

De acuerdo a la FERC, de manera alternativa, **a discreción del dueño u operario del sistema de transmisión, los ingresos de mercado que el sistema de almacenamiento proyecte capturar pueden ser utilizados para reducir el nivel de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento. Esta reducción anticipada de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento podría ayudar a asegurar que la tarifa se mantenga justa y razonable, y podría proveer al dueño u operario del sistema de transmisión de incentivos para estimar los ingresos de mercado de la manera más precisa posible.** En este escenario, la necesidad de abonar los ingresos de mercado puede ser reducida proporcionalmente también.

En otras palabras, la recuperación total de los costos del sistema de almacenamiento mediante una tarifa de transmisión regulada requiere del abono total de los ingresos de mercado proyectados del sistema; la no consideración de ingresos mediante una tarifa de transmisión regulada requiere que no se abonen los ingresos de mercado proyectados del sistema de almacenamiento; finalmente una recuperación parcial de los costos del sistema de almacenamiento mediante una tarifa de transmisión regulada requiere de un abono parcial de los ingresos de mercado proyectados del sistema (Figura 37). Por ejemplo, si la tarifa de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento está basada sólo en el 25% de sus costos, luego el 25% de los ingresos de mercado deberían ser abonados a la tarifa de transmisión. La participación parcial o total del sistema de almacenamiento en mercados competitivos de energía lo hace responsables de las posibles ganancias o pérdidas.

⁶³ Detalles en Sección 5.6.1.

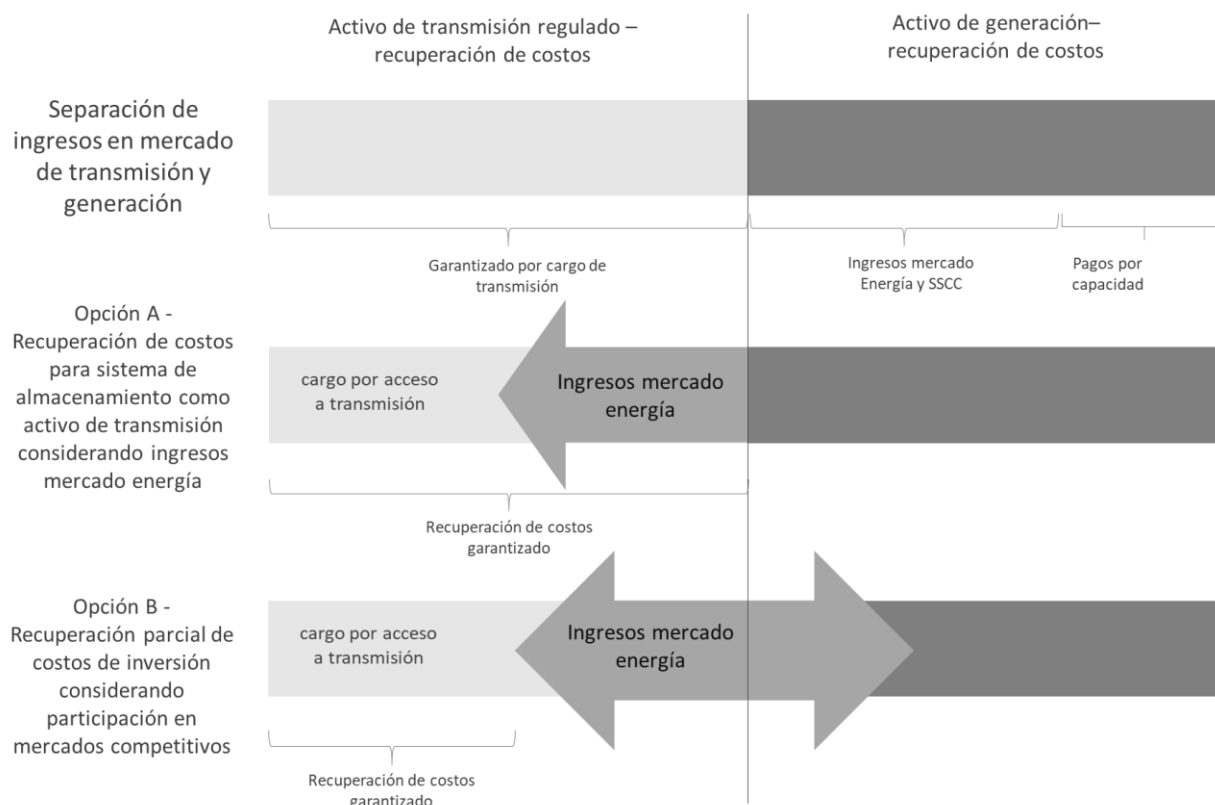


Figura 37: Esquema de participación de mercado de sistemas de almacenamiento como activo de transmisión (Fuente: Adaptada de CAISO [66])

Es crítico notar que, en el caso de sistemas de almacenamiento que participen de manera conjunta como activos de transmisión y proveedor de servicios competitivos en el mercado eléctrico, CAISO indicó que se deben establecer las reglas de participación necesarias para asegurar que todos los objetivos sean abordados. CAISO indicó que el coordinador independiente del sistema eléctrico deberá considerar reglas que permitan asegurar que el recurso de almacenamiento esté disponible para proveer los servicios de confiabilidad (o transmisión) que sean necesarios. El coordinador independiente del sistema eléctrico debe evaluar la necesidad de [66]:

- **Cronograma de notificaciones:** Programación especificando cuando el coordinador independiente del sistema eléctrico podría notificar a un recurso de almacenamiento de que no es necesario para mantener la confiabilidad del sistema y puede participar en otros mercados.
- **Duración de las capacidades necesarias:** Especificaciones respecto a la duración (tiempo) que un recurso de almacenamiento que presta servicios de confiabilidad puede participar en otros mercados competitivos antes que este tenga que volver al nivel de estado requerido para proveer los servicios de confiabilidad (transmisión) para el cual fue definido.

- Limitaciones de energía/ciclaje necesarias para mantener el ciclo de vida del sistema de almacenamiento: Se debe asegurar que la participación en otros mercados no reduce la vida útil del recurso, lo que podría derivar en otros costos para mantener la confiabilidad del sistema.

b.) Respecto al requerimiento de minimizar impactos negativos en el mercado mayorista

La FERC indica que cualquier preocupación de que un sistema de almacenamiento podría realizar ofertas de una forma que afecte los mercados de servicios competitivos por el simple hecho de recuperar parte de sus costos por tarifas reguladas de transmisión puede ser abordada de la forma que:

- Se aborda el mecanismo para evitar el doble pago de infraestructura, y
- Se consideran y determinan los costos en las tarifas basadas en costos.

c.) Respecto al requerimiento de mantener la independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico

La FERC indica que otro aspecto relevante es mantener la independencia del operador independiente del sistema eléctrico, lo cual se relaciona a la discreción y rol del ISO en la operación de los sistemas de almacenamiento, especialmente para propósitos de planificación y confiabilidad.

El sistema de almacenamiento debería ser mantenido de una manera tal que se pueda contar con el estado de carga necesario cuando sea requerido proveer el servicio regulado de transmisión. No obstante, asumiendo que dicha necesidad prioritaria es razonablemente predecible, tanto en la magnitud como en el momento del día que será requerida, se podría permitir que el sistema de almacenamiento se desvíe del estado de carga necesario en otros instantes del día para proveer otros servicios de mercado. La FERC reconoce que esa asignación de responsabilidad se basa en que la necesidad por el servicio de transmisión es suficientemente predecible como para permitir la implementación de una estructura de gestión del estado de carga apropiada. En aquellas situaciones donde dicha premisa no se mantenga, y la necesidad del servicio de transmisión por el cual se paga una tarifa regulada no sea razonablemente predecible en magnitud ni momento del día en que ocurrirá, luego el servicio de transmisión debería ser el único servicio que el sistema de almacenamiento debería proveer.

La FERC también indica que, cuando se manifiestan las circunstancias que derivaron en la necesidad del servicio de transmisión que está siendo remunerado al sistema de almacenamiento, el despacho de dicho sistema para abastecer esta necesidad debería ser prioritario respecto a la utilización del sistema para otros servicios de mercado. Por ejemplo, se pueden definir penalidades por fallar en proveer el servicio prioritario en las circunstancias que derivan en la necesidad del servicio de transmisión.

La FERC también indica que, para asegurar la independencia del ISO, la prestación de servicios de mercado debería estar bajo el control del dueño u operador del sistema de almacenamiento, más que en el ISO. En otras palabras, mientras el ISO desarrolla la optimización de los recursos que participan en el mercado mayorista, durante los periodos en que no es necesario que el sistema de almacenamiento participe como recurso de transmisión en el mercado eléctrico, el ISO podría confiar en los parámetros ofertados por el

dueño u operador del sistema de almacenamiento para la operación, de la misma forma como el ISO lo hace para otros operadores del mercado.

Finalmente, CAISO indicó, en marzo de 2018, que es importante notar que el ISO debe evaluar las limitaciones necesarias, tanto en energía como ciclaje, para mantener la vida útil del sistema de almacenamiento. Se debe asegurar que la forma de uso del sistema no reduzca el ciclo de vida útil, lo que podría resultar en costos adicionales de reemplazo para mantener la confiabilidad del sistema [66].

5.6.4 D.6.4: Modelos de participación de sistemas de almacenamiento en mercados mayoristas

El 3 de diciembre de 2018, MISO, CAISO, ISO-NE, ISO-NY, PJM y SPP entregaron sus expedientes para cumplir con los requisitos de la Orden FERC 841 [58] [72] [73] [74] [75] [76] [77] [78], la cual se comenzará a aplicar en diciembre de 2019.

De acuerdo a la Orden FERC 841, los modelos de participación de sistemas de almacenamiento deben, entre otros requerimientos:

- Asegurar que un sistema de almacenamiento es capaz de proveer todos sus servicios de potencia (suficiencia), energía y servicios complementarios que sean técnicamente posibles para el sistema de proveer en el mercado.
- Asegurar que un sistema de almacenamiento puede ser despachado y puede definir el costo marginal del mercado, tanto cuando funciona como demanda (retirando energía desde el sistema), como cuando funciona como generador (inyectando energía al sistema), de manera consistente a la forma como un recurso define el costo marginal del mercado en el sistema eléctrico.
- Considerar las características físicas y operacionales de los sistemas de almacenamiento mediante parámetros técnicos que deben ser considerados en las ofertas que realiza al mercado.
- Establecer un requerimiento de tamaño mínimo para la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico, que no supere los 100 kW.
- Especificar que la venta de energía eléctrica desde el mercado a un sistema de almacenamiento, que posteriormente el sistema de almacenamiento utilizará para vender la energía al mercado, debe realizarse a costo marginal de energía.

Tomando como referencia las exigencias de la Orden FERC 841, MISO define el concepto de Transacción de un Sistema de Almacenamiento como parte de las actividades de mercado que realiza un sistema de almacenamiento en sus procesos de carga y descarga. MISO consideró necesaria esta definición en un contexto donde es importante delinear un tratamiento apropiado para los sistemas de almacenamiento, que lo diferencien del consumo normal que realiza un cliente final [72].

Adicionalmente, para facilitar la participación en el mercado de los sistemas de almacenamiento, MISO define el concepto de Estado de Despacho (Commitment Status). El Estado de Despacho de sistemas de almacenamiento permite indicar su disponibilidad y forma en que éste desea proveer servicios en un periodo de tiempo especificado. Los principales Estados de Despacho especificados son: Modo Continuo, Modo de Carga, Modo de Descarga, Modo Fuera de Servicio [72] [73]. La siguiente tabla ilustra los parámetros que se utilizan según el modo de participación escogido. La definición de los parámetros se presenta en el Anexo 1 de este reporte.

Operating Mode	Applicable ESR Bid Parameters							
	Minimum Charge Limit	Maximum Charge Limit	Minimum Discharge Limit	Maximum Discharge Limit	Charge Ramp Rate	Discharge Ramp Rate	Minimum State of Charge	Maximum State of Charge
Continuous Mode								
Charge Mode								
Discharge Mode								
Offline Mode								

Figura 38: Parámetros utilizados en la oferta de sistema de almacenamiento según modo de operación (Fuente: MISO [79])

Un sistema de almacenamiento que oferte simultáneamente como oferta y demanda en el mismo periodo de despacho debe escoger el Modo Continuo. Un sistema de almacenamiento solo podrá ser despachado para un objetivo de energía (MW) por intervalo dado que los sistemas de almacenamiento no pueden ser simultáneamente generación y demanda. Para un Estado de Despacho Continuo, la curva de oferta debe ser monótonicamente creciente en todo el intervalo efectivo de despacho del sistema de almacenamiento, incluyendo valores positivos y negativos [72].

Es crítico notar que para el caso chileno, donde se tiene un sistema basado en costos auditados, el precio de oferta de venta de energía debería quedar automáticamente determinado por el precio promedio de compra al momento de cargar (ponderado por energía) y la eficiencia del sistema de almacenamiento (round trip efficiency)⁶⁴. Un desafío por resolver es la periodicidad de ajuste de precio de venta considerando los ciclos de programación de despacho que se definan en el sistema.

La Orden FERC 841 indica que cada ISO debe permitir a los sistemas de almacenamiento gestionar su estado de carga debido a que dicha práctica permitiría a los operadores de estos recursos optimizar su operación para proveer todos los servicios que son capaces de proveer. También requiere a los ISOs implementar todos los esquemas de medición y procedimientos de contabilidad que sean necesarios para

⁶⁴ Posiblemente considerando otros aspectos operacionales como afectación de la vida útil según número de ciclos de carga y descarga.

abordar las complejidades asociadas al cumplimiento del requerimiento de que las compra/venta de electricidad por parte de un sistema de almacenamiento sean valorizadas a costos marginal [58].

La FERC también indica que la modelación de la operación del sistema eléctrico está sujeta a diversas limitaciones inherentes de la complejidad del sistema eléctrico y de las herramientas disponibles para mantener una operación confiable. En este contexto, se indica que los sistemas de almacenamiento no deberían ser responsables del riesgo que se produce por un despacho no económico; luego se requiere definir un pago lateral para asegurar que los recursos comprometidos y despachados fuera del mercado sean capaces de recuperar sus costos de operación⁶⁵. Es decir, cuando un recurso de almacenamiento es despachado como demanda y el costo marginal real es mayor que el ofertado y cuando el recurso de almacenamiento es despachado como generación y el costo marginal real es menor que el precio ofertado⁶⁶. Los pagos laterales deberían ser consistentes con las reglas definidas para otros pagos laterales que hayan sido definidos en el mercado. Con lo indicado anteriormente se busca asegurar que los recursos de almacenamiento sean tratados como otro recurso despachable presente en el mercado. La FERC indica que el auto despacho de los sistemas de almacenamiento puede ser un medio para minimizar pagos laterales en caso de despacho no económico.

5.7 D.7: Desafíos asociados al mercado de potencia

5.7.1 D.7.1: Perfeccionamiento de la definición de suficiencia

En un contexto donde la matriz de generación de un sistema eléctrico evoluciona hacia una alta integración de Energía Renovable Variable (ERV), **la definición de Suficiencia que se utiliza en Chile⁶⁷ puede considerarse incompleta para crear incentivos que contribuyan a satisfacer conjuntamente las necesidades futuras de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema, consistente con asignar a los agentes aquella proporción de la cual son responsables.**

En función de la escala de tiempo en que se producen, los desafíos de suficiencia en los sistemas eléctricos pueden ser separados en tres aspectos [1]:

Corto plazo Segundos a minutos	Corto – mediano plazo Minutos a horas	Largo plazo Mayor a 1 año
Seguridad: La aptitud que tiene la capacidad de generación existente para responder, cuando es necesaria en la operación, a	Firmeza: La disponibilidad en el corto plazo de capacidad de generación que resulta de actividades de planificación de la	Suficiencia: La existencia de capacidad suficiente, instalada o

⁶⁵ Order FERC 841, Párrafos 171 – 177 [56].

⁶⁶ Que para el contexto chileno determinarse en función del precio promedio de compra, ponderado por energía, y la eficiencia del sistema de almacenamiento

⁶⁷ De acuerdo al DFL 4, artículo 225º, literal s, la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. El DS 62 particulariza dicha definición estableciendo que la evaluación se debe realizar en el escenario de demanda de punta (promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema).

<p>suministrar la demanda (requerimiento de corto plazo).</p> <p>La seguridad depende de la reserva que se define por el Coordinador del Sistema Eléctrico en la programación de la operación.</p>	<p>operación con la capacidad instalada disponible (desafío de corto – mediano plazo).</p> <p>La firmeza depende de la planificación de mantención de generadores, contratos y disponibilidad de suministro de combustible, gestión de embalses, programa de partidas y paradas, capacidad de partida y parada de unidades, entre otros factores.</p>	<p>por ser instalada, para abastecer la demanda (desafío de largo plazo).</p>
--	---	---

Como se ha indicado, en un contexto de alta integración de energía renovable, **las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance del sistema y de variabilidad de la demanda neta en periodos de 1 a 3 horas pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema y de variabilidad de la demanda.**

Las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance del sistema (seguridad del sistema) están directamente relacionadas a los servicios complementarios y su provisión se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades [17].

Las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda y demanda neta están asociadas a la firmeza de las instalaciones del sistema y corresponden al mayor valor entre la variabilidad de la demanda y la variabilidad de la demanda neta, ambas en periodos de 1 a 3 horas⁶⁸. La activación o uso de la firmeza en el sistema se remunera a costo marginal de energía.

Por lo tanto, la necesidad de abastecer la demanda anual del sistema no debería evaluarse de manera estática considerando sólo la adaptación a la demanda máxima, sino también las necesidades de firmeza del sistema que habilitan que sea capaz de transicionar entre distintos estados. Por consiguiente, **la definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable.** Se sugiere modificar la definición de suficiencia definida en el DFL 4, artículo 225º, literal s de la siguiente forma:

Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, considerando los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

Energía renovable variable: Energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales que presenten variaciones de producción no gestionables importantes en periodos inferiores a 24 horas.

⁶⁸ Detalles en Sección 4.1, 4.2 y 5.1.

Demanda neta: Diferencia entre la demanda del sistema eléctrico y la generación de energía renovable variable.

5.7.2 D.7.2: Incentivos de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico

Teniendo en consideración que la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, en un contexto de alta penetración de energía renovable variable, se identifican los siguientes objetivos para determinar la **capacidad de generación compatible con la suficiencia**:

- Garantizar la disponibilidad de un margen de reserva adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) del sistema.
- Generar un incentivo para que las unidades de generación estén disponibles cuando sean requeridas.
- Generar una señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (mayor turndown o rango operacional), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta.
- Mantener compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una señal estable para el desarrollo de largo plazo del mercado.
- Evitar doble pago de infraestructura.

El año 2013, la FERC examinó distintos elementos de diseño de mercados de capacidad [80]. Particularmente indicó que **en la medida que los sistemas eléctricos evolucionan, los mercados de capacidad podrían tener que considerar necesidades operacionales del sistema**. En este contexto, nuevas definiciones de productos podrían ser especificadas considerando parámetros como tiempos de partida, tiempo mínimo de operación, entre otros, que podrían ser relevantes para satisfacer necesidades de partida rápida o capacidad de seguimiento de la demanda. Para satisfacer necesidades emergentes del sistema, la FERC indicó que un producto relacionado a la firmeza podría estar relacionado a la capacidad de rampa y la habilidad de mantener la inyección de energía por un número mínimo de horas. También indicó que en la medida que las necesidades del sistema evolucionan, el operador del sistema podría ajustar la cantidad de cada producto asociado al mercado de capacidad.

En este contexto, **el consultor sugiere considerar que las instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda en la medida que cumplen las necesidades de la demanda máxima y las necesidades de**

flexibilidad del sistema o subsistema. Se considera que la definición propuesta crea incentivos apropiados para maximizar la disponibilidad de flexibilidad para enfrentar necesidades de variabilidad de la demanda. El no contar con flexibilidad impacta la producción de energía de centrales renovables variables, pudiendo hacer incluso que la valorización de ésta sea cero.

Tomando como referencia la experiencia internacional⁶⁹, se definen las necesidades de demanda máxima y las necesidades de flexibilidad del sistema de la siguiente forma:

- **Demanda máxima del sistema o subsistema (D_{\max}):** Es la demanda promedio de los x mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema o subsistema.
- **Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema (NFS):** Se considera la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. La necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema se define en función de la necesidad de capacidad flexible para satisfacer las necesidades de rampa y reserva por contingencia. Para ello se considera:
 - Rampa máxima de la demanda neta en un periodo de tres horas continuas, $\text{Max}(\text{Rampa}_{3\text{Hr}})$. Se deberá considerar el vertimiento de energía renovable durante el año de cálculo.
 - Reserva por contingencia (pérdida de unidad más grande), RCG.
 - Factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda (ϵ).
 - Demanda neta: Demanda promedio horaria menos generación renovable variable (solar y eólica).

Luego, la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema se determinan en función de:

$$\text{NFS}_i = \text{Max}(\text{Rampa}_{3\text{Hr}}) + \text{RCG} + \epsilon$$

La norma técnica debe definir el procedimiento para determinar el factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda (ϵ). Inicialmente se considerará que este valor es cero⁷⁰.

- **Demanda máxima genérica del sistema o subsistema (DG_{\max}):** Corresponde a la diferencia entre la demanda máxima del sistema o subsistema y la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema⁷¹.

⁶⁹ Ver definición de rampas descrita en la Sección 5.1 (experiencia de California).

⁷⁰ En California se indicó que para el año 2014 el valor de ϵ sería cero [19]. Al año 2019, el valor propuesto para ϵ en California continúa siendo cero [76]. En NY-ISO y ISO-NE no se ha considerado necesario definir aún necesidades de firmeza para abordar incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta (detalles en Sección 5.2.5).

⁷¹ Alternativamente se podría considerar un promedio de las x mayores rampas máxima de la demanda neta en un periodo de tres horas continuas, ajustando consistentemente la definición de “Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema” a esa definición. Se considera que la definición propuesta crea incentivos apropiados para maximizar la disponibilidad de flexibilidad para enfrentar necesidades de variabilidad de la demanda. El no contar con flexibilidad impacta la producción de energía de centrales renovables variables, pudiendo hacer incluso que la valorización de esta sea cero.

La capacidad de generación se puede caracterizar de la siguiente forma:

- **Potencia Máxima:** Se define como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operaciones del Coordinador (ver Sección 3.1.4).
- **Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE):** La capacidad de generación flexible efectiva es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema [21]^{72,73} [22]⁷⁴.

Para determinar la capacidad flexible efectiva de una unidad de generación, respecto de su potencia máxima neta (considerando consumos propios), tomando como referencia la experiencia de California [21], se consideran los siguientes aspectos:

Si el tiempo de partida es mayor a 90 minutos, la capacidad de generación flexible efectiva es equivalente al rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y el mínimo técnico, considerando restricciones ambientales (Pmin), limitado por la capacidad de rampa promedio de la unidad (Rampa Promedio), es decir:

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}), (180 \text{ minutos} * \text{Rampa Promedio}) \}$$

La Rampa Promedio es la tasa MW/min promedio que puede aumentar la generación de la unidad entre el mínimo técnico de la unidad (considerando restricciones ambientales) y la potencia máxima.

Si el tiempo de partida es menor a 90 minutos, la capacidad de generación flexible efectiva es equivalente al rango entre la potencia máxima, considerando los consumos propios de la unidad, y cero; limitado por el tiempo de partida hasta mínimo técnico considerando restricciones ambientales (Tiempo de Partida) y la capacidad de Rampa Promedio de la unidad.

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), [P_{\text{min}} + (180 \text{ minutos} - \text{Tiempo de Partida}) * \text{Rampa Promedio}] \}$$

⁷² La Public Utilities Commission del Estado de California adopta un criterio similar en la Decision 13-06-024 (Appendix A): “*In order to be eligible for flexible procurement, a resource must be able to ramp and sustain energy output for a minimum of three hours.*” [19]

⁷³ La norma técnica debe definir las horas de necesidad flexibilidad del sistema. Se debe distinguir en periodos de invierno y verano. En función de lo indicado en la Sección 4.2 (Figura 16, Figura 17, y Figura 18) se sugiere considerar periodos de fin de semana y festivos.

⁷⁴ Section IV: What qualifies as flexibility capacity?

Para el Tiempo de Partida se considera el tiempo desde el inicio del proceso de partida hasta el mínimo técnico considerando restricciones ambientales para una partida en frío.

La Comisión definirá el criterio para evaluar la capacidad de generación flexible efectiva de centrales de energía renovable variable y centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación. Mientras la Comisión no haya definido el criterio para evaluar la capacidad flexible efectiva para dichas centrales, se asumirá que no tienen capacidad de generación flexible efectiva.

La capacidad de generación flexible efectiva se considera para abastecer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema.

Con las definiciones realizadas anteriormente, se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia modularizando el requerimiento de demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes [81]:

- Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, y
- Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la Potencia Máxima de una unidad en dos atributos:

- Capacidad de generación flexible efectiva, y
- Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

La **Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva (CGSFE)** se define como la diferencia entre la Potencia Máxima bruta de la unidad y la Capacidad de Generación Flexible Efectiva.

La Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva se considera adecuada para abastecer las necesidades de demanda máxima genérica del sistema o subsistema; no se considera adecuada para abastecer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema⁷⁵.

Habiendo determinado los parámetros indicados anteriormente, para calcular la potencia de suficiencia de una unidad se propone seguir un procedimiento similar al utilizado en el DS 62 para ajustar la Capacidad de Generación Flexible Efectiva con diversos factores, según corresponda. Se deben considerar los ajustes por disponibilidad de insumo principal en el caso de unidades térmicas, factor de ajuste a potencia equivalente (en caso de contar con estados deteriorados), factor de mantenimiento mayor, factor de indisponibilidad forzada y modelo probabilístico.

Se ajusta la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva de una manera similar a la utilizada en el DS 62 para la potencia máxima. Se deben considerar los ajustes por disponibilidad de insumo principal en el

⁷⁵ La Public Utilities Commission del Estado de California adopta un criterio similar en la Decision 13-06-024 (Appendix A): “Flexibility within a resource is counted by the Differentiated Counting Option. According to the “Differentiated Capacity Option”, capacity that is inflexible, such as megawatts associated with Pmin, must be sold as generic capacity, not flexible capacity. Any flexible capacity must offer obligation only applies to the flexible portion of the capacity. A megawatt of capacity can only be sold once as either generic or flexible.” [19]

caso de unidades térmicas, factor de ajuste a potencia equivalente (en caso de contar con estados deteriorados), factor asociado a consumos propios, factor de mantenimiento mayor, factor de indisponibilidad forzada y modelo probabilístico.

Para el caso de unidades de generación eólicas y solares, se sugiere determinar la Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva inicial) de acuerdo al método sugerido en la Sección 5.7.3, letra c), y ajustar por los factores mencionados anteriormente que correspondan.

Para aquellas unidades que cuenten con Capacidad de Generación Flexible Efectiva se propone que, semestralmente, el propietario de la central defina qué proporción (α) de dicha capacidad participará en el segmento para satisfacer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema. Una vez escogida dicha proporción, se debe mantener por un periodo de cuatro años. El propietario sólo podrá, semestralmente, aumentar el factor α . Una vez cumplido el plazo de cuatro años, el propietario podrá disminuir el factor. Automáticamente, la proporción $(1 - \alpha)$ de la capacidad de generación flexible efectiva participará en el segmento de mercado de demanda máxima genérica del sistema o subsistema⁷⁶.

Finalmente, se sugiere determinar:

- La **Capacidad de Generación Flexible Efectiva Definitiva (CGFED)** ajustando el valor determinado inicialmente para cada unidad por la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CGFED_i = CGFE_i \times \frac{NFS \pm X}{\sum_i CGFE_i}$$

En la ecuación, X corresponde a la flexibilidad compartida entre subsistemas, en caso que estos hayan sido definidos. La norma técnica definirá los criterios para cuantificar la flexibilidad compartida entre subsistemas⁷⁷.

⁷⁶ Otra opción es que el factor α lo defina anualmente el Coordinador y sea observable por el propietario de la central. Se considera que el mecanismo propuesto genera los incentivos para que los propietarios definan apropiada y oportunamente el factor y sus ajustes conforme cambian los requerimientos del sistema.

⁷⁷ Es posible adoptar distintas políticas: 1.) Asumir que la señal de desarrollo de transmisión de largo plazo es suficiente para no considerar subsistemas de potencia; 2.) Se puede compartir suficiencia entre subsistemas definiendo sistemas exportadores y, consecuentemente, sistemas importadores; 3.) Cada subsistema debe estar adaptado y contar con suficiencia para abastecer su demanda, sin considerar transferencias.

Es importante notar que la definición de sistema exportador o importador que se realiza en el artículo 58 del DS 62 favorece la consideración de condiciones históricas de instalación de unidades con potencia de suficiencia, más que considerar necesidades locales presentes y futuras de capacidad de generación con suficiencia. Particularmente se indica:

“Se considera como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador. La potencia transmitida entre subsistemas es igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguale el Margen de Potencia de cada subsistema.”

- La **Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva Definitiva (CGSFED)** ajustando el valor determinado inicialmente para cada unidad por demanda máxima genérica del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CGSFED_i = CGSFE_i \times \frac{DG_{max} \pm Y}{\sum_i CGSFE_i}$$

En la ecuación, Y corresponde a la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva que se puede compartir entre subsistemas considerando que por las instalaciones de transmisión ya se comparte capacidad de generación con flexibilidad efectiva. La norma técnica definirá los criterios para cuantificar la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva que se puede compartir entre subsistemas.

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas, **de acuerdo al North American Electric Reliability Corporation (NERC), los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto importante en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación de energía renovable variable [82]⁷⁸.**

- La **Potencia de Suficiencia Definitiva** de una unidad corresponde a la suma de la Capacidad de Generación Flexible Efectiva Definitiva (CGFED) y la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva Definitiva (CGSFED).

La estructura de mecanismo de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico se ilustra a continuación. En la Figura 39 se presenta el mecanismo asociado al DS 62 vigente. En la Figura 40 se presenta el mecanismo propuesto como parte de este estudio.

⁷⁸ Particularmente indica: “*There appears to be variations in the way that imports, exports, and emergency measures are handled in reliability calculations. Some of this is to be expected, based on differing approaches and rules in different power pools, and the differing nature of the capacity and energy delivery options between regions. In addition, different assumptions regarding interconnected resources would be expected to vary, based on the problem that is under evaluation. However, a suite of consistent and common approaches would be desirable and aid in comparisons among systems, and full transparency of these issues is critical.*”

Recommendation: Alternative approaches and assumptions regarding the treatment of interconnected systems should be transparent to the analysis, and the development one or more common approaches for handling the impact of interconnected systems in the reliability assessments will be useful. Existing committees such as the Generation and Transmission Reliability Planning Models Task Force, or other groups may develop improved methods for modeling or reporting these results. These reliability considerations will have an impact on the relevant footprint that is used to calculate the contribution that variable generation makes towards resource adequacy (capacity value). The assumptions regarding the appropriate electrical footprint used in the reliability analysis will have a profound impact on resource adequacy in general, and variable generation capacity value in particular.”

Esquema Actual

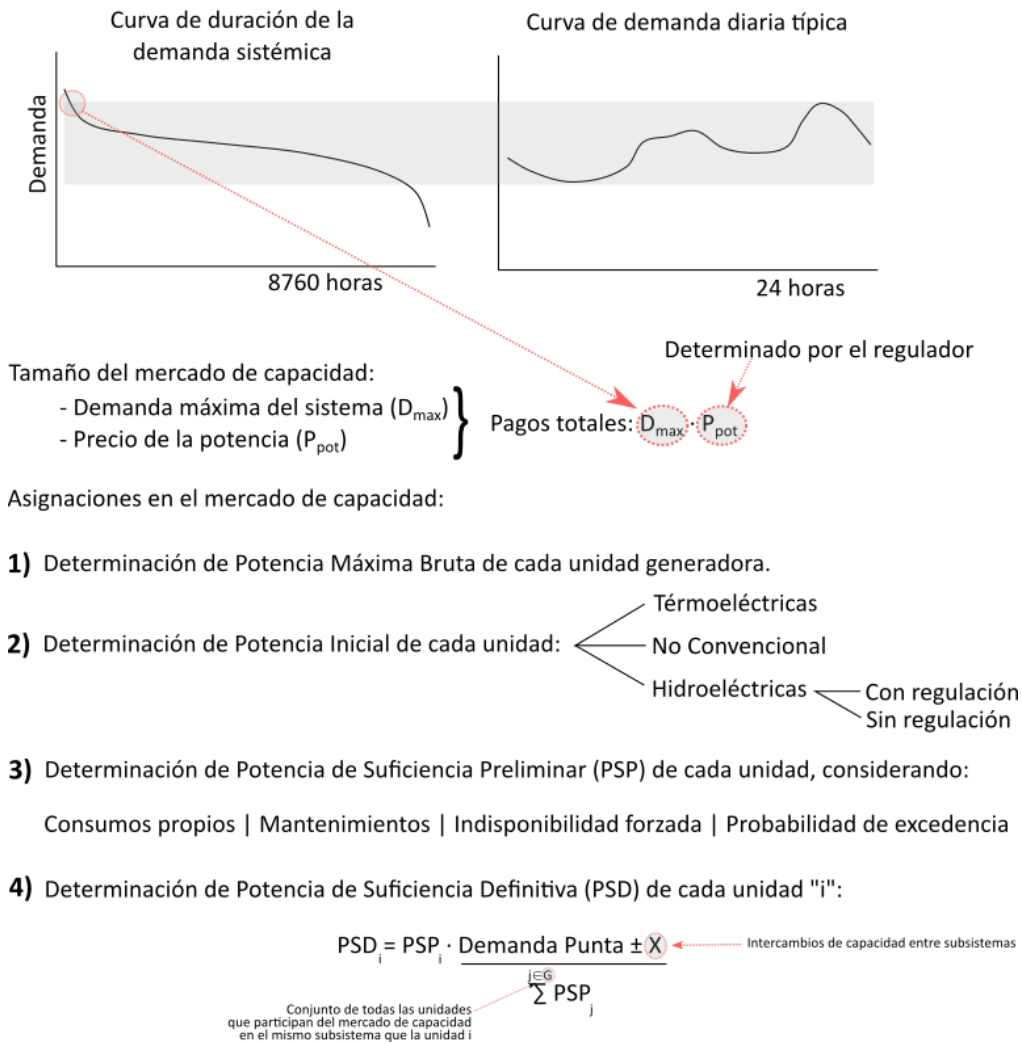


Figura 39: Mecanismo de potencia de suficiencia vigente

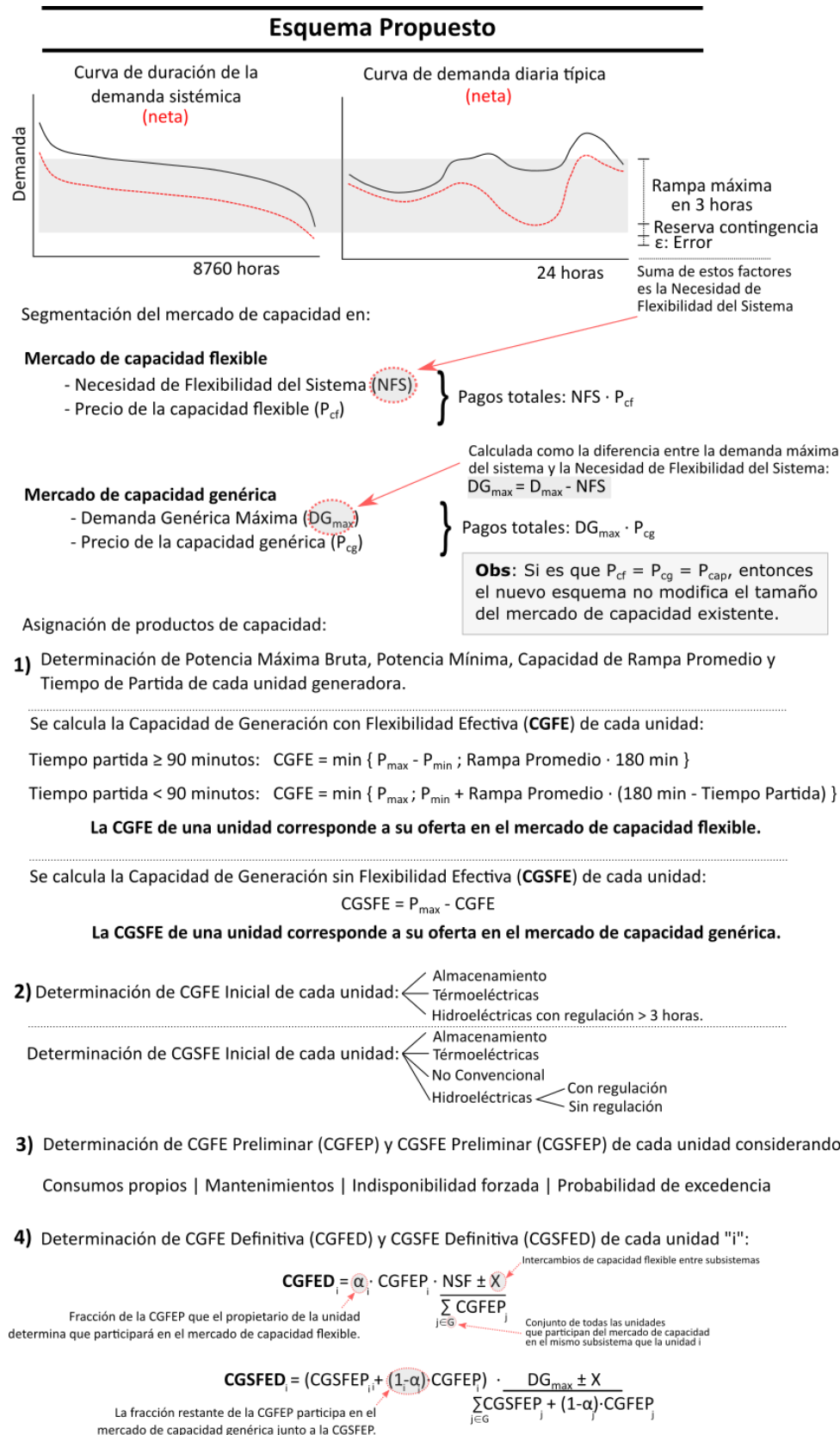


Figura 40: Mecanismo de potencia de suficiencia propuesta

De manera complementaria, se han definido otro tipo de mejoras al DS 62, las cuales se indican a continuación. Se considera que estas mejoras son modulares y no afectan la estructura de la propuesta de incorporar atributos de flexibilidad que se ha desarrollado.

5.7.3 D.7.3: Determinación de Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva) de centrales de energía renovable variable⁷⁹

En distintos mercados se han definido diversas formas para estimar el aporte a la firmeza y suficiencia de los sistemas de generación y almacenamiento, y por consiguiente también de sistemas de energía renovable variable.

La IEEE y la NERC recomiendan utilizar un método probabilístico basado en objetivos de confiabilidad, particularmente el Effective Load-Carrying Capability (ELCC) [83] [82] [84]. Existen otros métodos, menos utilizados, tales como el Equivalent Conventional Power (ECP), Equivalent Firm Power (EFP), y Secured Capacity; no obstante, por ejemplo, se ha indicado que el método ELCC entrega estimaciones más realistas, comprensibles, estables y correctas que el método Secured Capacity [85].

El ELCC se determina como la demanda incremental que puede ser suministrada por un recurso de generación adicional en el sistema, mientras se mantiene un nivel de confiabilidad constante (Loss of Load Expectation, LOLE) [86]. La NERC sugiere un LOLE de 1 día cada 10 años o 0,1 días por año (para cálculos anuales). Cuando se agrega un nuevo recurso de generación, la curva original de confiabilidad se desplaza hacia la derecha; lo que significa que un mayor nivel de demanda máxima puede ser suministrado con el mismo nivel de confiabilidad inicial. La Figura 41 ilustra el concepto detrás de la metodología ELCC.

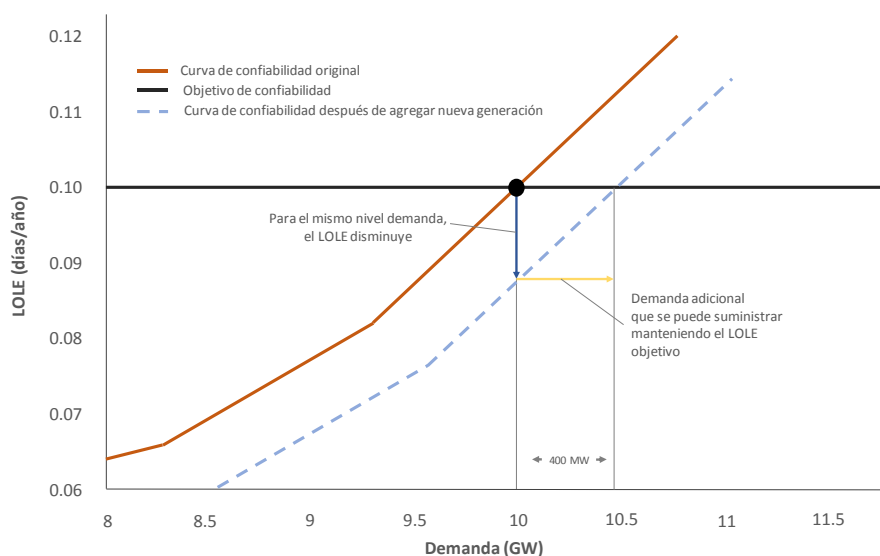


Figura 41: Ejemplo de aplicación de ELCC (Fuente: Imagen de [87])

⁷⁹ Considerando el esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile, el método ilustrado en esta sección se puede utilizar para determinar la potencia inicial de centrales eólicas y solares. En función de lo indicado en la Sección 5.7.2, también se puede utilizar para determinar la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva de dichas centrales.

El concepto de ELCC también puede ser aplicado al sistema como un todo. Utilizando el caso de la Figura 41, la matriz de generación originalmente tiene un ELCC de 10.000 MW; una vez que un nuevo recurso de generación se agrega, el ELCC para la matriz de generación aumenta a 10.400 MW. Cuando se evalúa el ELCC a nivel del sistema es importante distinguir entre el ELCC que resulta para un nivel particular de LOLE y el ELCC estimado del sistema, según éste está definido.

Es posible identificar distintas variaciones en la aplicación de la metodología ELCC. Factores como la correlación de la generación eólica entre distintas zonas, la correlación de la generación eólica y solar con la demanda, la forma de utilizar los recursos hidroeléctricos gestionables, el calendario de mantenimiento de las unidades, la consideración de interconexiones (o definición de subsistemas) y el nivel de confiabilidad objetivo para el sistema pueden tener importantes implicancias en la estimación del ELCC [83] [87].

Es crítico notar los siguientes aspectos:

- El LOLE diario está basado en la demanda máxima diaria del sistema. **La NERC sugiere utilizar métricas alternativas de confiabilidad como el Loss of Load Hour (LOLH⁸⁰) o el Expected Unserved Energy (EUE) en reemplazo de la métrica tradicional LOLE diario debido a que la naturaleza variable de la energía eólica y solar** podría hacer que el enfoque diario no capture apropiadamente eventos donde la confiabilidad del sistema esté comprometida [82]. Generalmente se utiliza un LOLE diario de 0,1 días por año, pero no se han realizado desarrollos para definir objetivos de LOLH o caracterizar la relación entre distintas métricas de confiabilidad en sistemas con alta penetración de energía renovable variable. Un LOLH de 2,4 horas por año no es equivalente a un LOLE diario de 0,1 días por año [82] [24]⁸¹.
- **El aporte de capacidad de un recurso de generación depende del nivel de confiabilidad inicial del sistema [88].**
- **Si un sistema es extremadamente confiable, con LOLE prácticamente igual a cero, la evaluación del ELCC por generador tendrá poco significado.** Esto se debe a que esencialmente no hay LOLE, por lo tanto, no hay forma que un nuevo generador pueda contribuir de manera representativa a disminuir el LOLE. Generalmente, LOLH es cero para la mayoría de las horas del año y es significativamente mayor a cero sólo un número reducido de horas. Los días u horas en que potencialmente haya una brecha de confiabilidad dependerán el nivel de confiabilidad objetivo escogido [87] [24].
- La interconexión de dos o más sistemas tiene un impacto en la suficiencia del sistema. La interconexión de dos sistemas distintos tiene un impacto en la confiabilidad (disminuye el LOLP) en ambos sistemas. En esta línea **cuando se definen subsistemas (dentro de un sistema) es crítico realizar las consideraciones adecuadas cuando se realizan análisis probabilísticos porque se deben**

⁸⁰ También conocido como LOLE horario.

⁸¹ Appendix A: Background on modeling processes used to create monthly ELCC values.

realizar supuestos respecto a la posibilidad de realizar transferencias entre subsistemas como solución a desafíos de confiabilidad de un subsistema específico. Lo indicado anteriormente dependerá del nivel de demanda del sistema y la existencia de restricciones de transmisión [89]. De acuerdo a la NERC, los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto profundo en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación con energía renovable variable [82].

- Tanto en California como en MISO, se realiza una aplicación del ELCC en etapas. En una primera etapa se aplica la metodología a un portafolio de generación (eólico, solar, y a ambos en el caso de California) [18] [24]. Posteriormente se asigna el resultado del ELCC del portafolio a cada central mediante una prorrata.
- Generalmente se tienen variaciones interanuales en varias entradas que se utilizan para determinar el ELCC. En algunos casos, se ha demostrado que **para determinar un ELCC estable como señal de largo plazo en sistemas de generación eólica, se requieren entre 8 a 10 años de datos**. Por ejemplo, utilizando datos de 8 años consecutivos (de un conjunto de 10), el rango de potencia de suficiencia para un sistema de generación eólica podría estar dentro de un 2% del valor que se podría obtener al utilizar los 10 años de datos. En contraste, si se utiliza sólo un año de información, el ELCC puede tener una dispersión importante, que puede subestimar o sobre estimar la potencia de suficiencia en un 10 - 20% respecto del valor que se tendría al considerar los 10 años de información (Figura 42) [90].

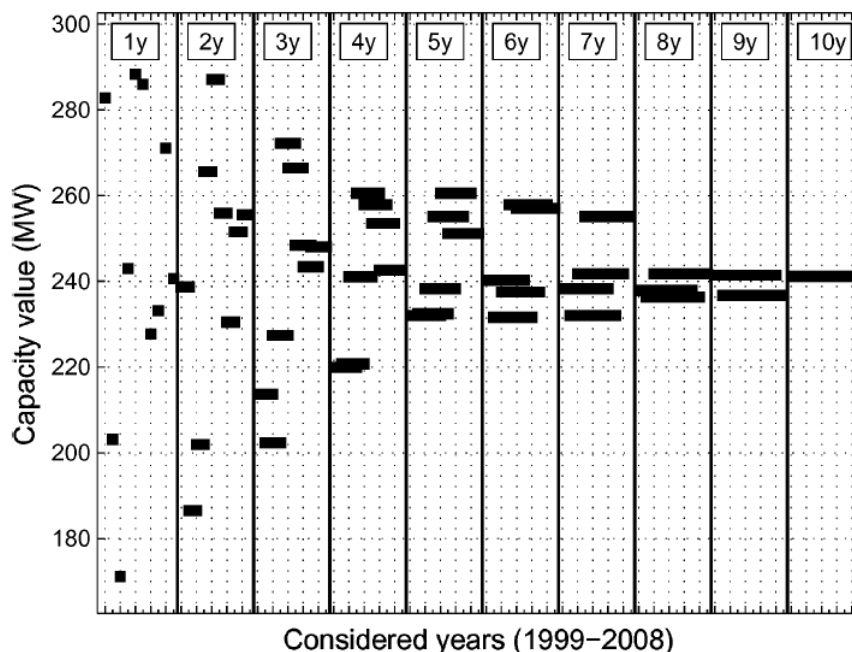


Figura 42: Análisis de ELCC multianual para una central de generación eólica de 1000 MW en Irlanda (Fuente: Imagen de [90])

Actualmente el DS 62, en el Artículo 28, indica:

“A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.

En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo”.

Como se ha indicado anteriormente, **cuando se utilizan métodos probabilísticos, como el ELCC, el nivel de restricción observada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación puede no ser el factor más determinante en la determinación del aporte a la suficiencia del sistema.** Para el caso de uso de métodos probabilísticos aplicado a centrales de energía renovable variable, particularmente eólica, **se sugiere considerar la estadística de recurso disponible durante un periodo de 8 años; particularmente si se utiliza el criterio descrito en la Sección 5.7.2 respecto de la modularización del atributo de suficiencia y asignación de Capacidad de Generación Flexible Efectiva a generadores renovables variables.**

Respecto de la implementación de la metodología ELCC en Estados Unidos, se puede indicar lo siguiente:

a.) California

- En febrero del año 2011, se estableció que la California Public Utilities Commission (CPUC) debe determinar el ELCC de los recursos de generación eólica y solar en el sistema de California. La CPUC debe utilizar el valor del ELCC para establecer la contribución de los recursos de generación eólica y solar al cumplimiento de los requerimientos de suficiencia del sistema [91]⁸².
- El año 2014, diversos stakeholders⁸³ indicaron que la implementación de la metodología ELCC debía postergarse un año para permitir a las partes analizar los resultados de la modelación, iterar con la CPUC en aspectos asociados a la modelación, y considerar las implicancias de dichos aspectos en la adopción de una metodología de cálculo de ELCC [22]. Se observaron diferencias en la forma de implementación de la metodología y se indicó que el proceso era complejo. La CPUC estuvo de acuerdo e indicó que se debía resolver algunos aspectos antes de la implementación de la metodología ELCC. Se decidió postergar la aplicación de la metodología.
- El año 2017, la CPUC indicó que la implementación de la metodología ELCC ha sido compleja y ha requerido un periodo extenso. A través del tiempo las partes han analizado y refinado las propuestas para implementar la metodología ELCC. Aún cuando se han realizado mejoras, la CPUC indica que la metodología ELCC no debería ser implementada el año 2017 [24] y que la adopción de la metodología ELCC, en su estado de definición, puede resultar en un cambio abrupto y significativo en la determinación de la suficiencia de las centrales, que puede ser innecesariamente disruptivo. El

⁸² Senate Bill (SB) 2 (1X).

⁸³ CA-ISO, ORA, PG&E, SCE, TURN, NRG y Calpine.

proceso de estimación de ELCC continuará sujeto a cambios, mejoras y refinamientos en la medida que sea necesario [24]⁸⁴.

- Se propone calcular el ELCC conjunto para el portafolio de generación eólica y solar, el ELCC para el portafolio de generación eólica, y el ELCC para el portafolio de generación solar. Se determinará un Factor de Diversidad del ELCC, que corresponde a la diferencia entre la suma de los ELCC individuales para cada tecnología y el ELCC del portafolio de ambas tecnologías. Si la suma de los ELCC individuales para cada tecnología es mayor que el ELCC determinado para el portafolio, el Factor de Diversidad es negativo. Posteriormente, se ajusta el ELCC de cada tecnología en función del factor de diversidad estimado, a prorrata de los ELCC individuales de cada tecnología. Una vez conocido el ELCC de cada tecnología, se divide por los MW instalados de cada tecnología. Finalmente, para estimar la potencia de suficiencia de cada planta, el factor resultante se multiplica por la potencia máxima de la unidad de la tecnología correspondiente.
- La metodología ELCC se comenzaría a aplicar el año 2018 [92].

b.) MISO

- MISO, en conjunto con sus stakeholders, **desarrolló un método de evaluación basado en la metodología ELCC, que consta de dos etapas** [18]⁸⁵.
 - En la **primera etapa** se determina el ELCC sistémico para el conjunto de todos los recursos de energía renovable variable (eólicos). Para estimar el ELCC de un recurso específico. Se aíslan los efectos que un recurso específico tiene sobre la confiabilidad del sistema determinando el LOLE en dos escenarios (con y sin el recurso de interés). El caso con el recurso será más confiable y tendrá un LOLE menor.

A modo de ejemplo, en la Figura 43, el nuevo recurso eólico hace que el sistema sea 0,07 días por año más confiable.

⁸⁴ Decision 17-06-027: “We agree with PG&E and other parties that moving to an ELCC approach such as Calpine’s proposal or Energy Division’s first proposal could result in an overly abrupt and significant change in RA values, particularly of solar resources, and would be unnecessarily disruptive... Going forward, the process used to calculate monthly ELCC values will be subject to changes, improvements and refinements as needed.”

En el caso de Chile se debe verificar si sería efectivamente así, dado que, por ejemplo, las centrales solares del ex – SING no tienen un reconocimiento de potencia de suficiencia significativo.

⁸⁵ Appendix A – Wind capacity credit.

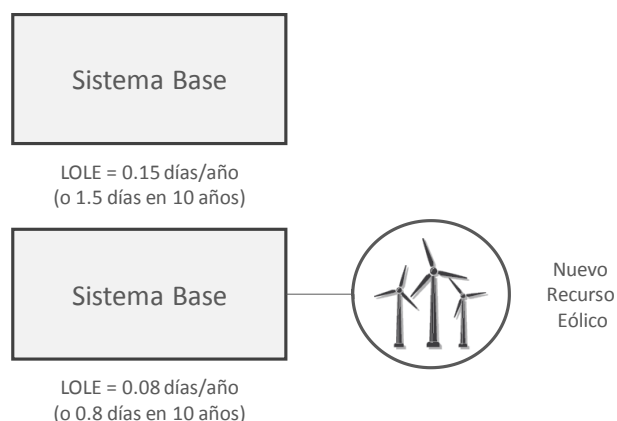


Figura 43: Caso de estimación del LOLE del sistema con y sin un nuevo recurso eólico (Fuente: [36])

No obstante, se puede establecer otra forma de expresar la contribución del recurso eólico a la confiabilidad del sistema. Esta forma requiere establecer una base común de nivel de confiabilidad y luego ajustar la demanda en cada caso (con y sin el nuevo recurso) a este nuevo nivel de confiabilidad. Se utiliza el nivel de confiabilidad de 0,1 días por año. Estando cada caso en el mismo nivel de confiabilidad, la única diferencia entre ambos casos es la demanda que se ha ajustado. Esta diferencia es el nivel de ELCC de la central, que es 300 MW para el caso del ejemplo (Figura 44). El ELCC determinado se divide por la potencia máxima de la unidad para expresarlo en porcentaje.

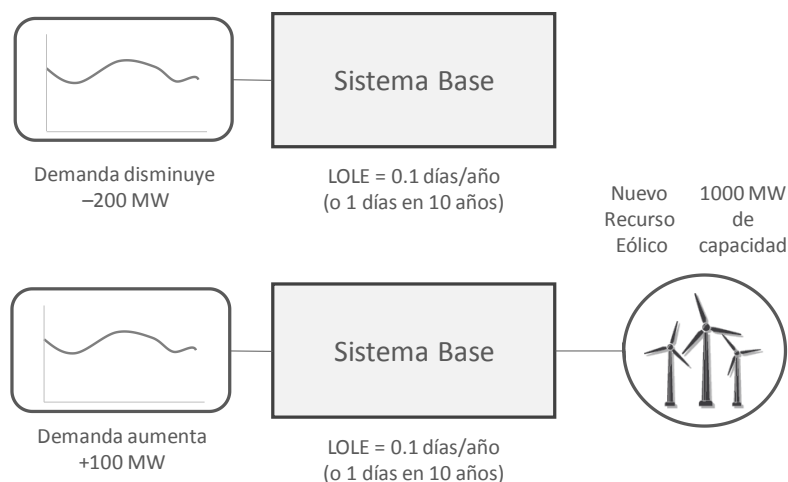


Figura 44: Caso de determinación del ELCC del sistema, a LOLE equivalente (Fuente: [36])

El esquema descrito es aplicado por MISO para determinar el ELCC de la capacidad eólica instalada [93].

- En la **segunda etapa** se utiliza un método determinístico basado en información específica sobre la localización y producción de cada central de energía renovable variable para asignar el valor de ELCC sistémico a cada una de las plantas⁸⁶.

MISO indica que es importante asignar la potencia de suficiencia de la generación eólica por zona porque la localización se relaciona a la posibilidad de inyección debido a posibles congestiones de transmisión. Específicamente **MISO indica que se debe desarrollar una señal de localización para guiar el desarrollo a zonas donde el recurso eólico sea relativamente más efectivo**. Además, indica que la localización y el desempeño relativo de las unidades de generación eólica es una señal valiosa para determinar el balance entre construir centrales eólicas en emplazamientos con mayor reconocimiento de potencia de suficiencia, que típicamente requieren más inversión en transmisión, y localidades menos efectivas desde el punto de vista de aporte a la suficiencia, pero que requieren menos desarrollo de transmisión.

MISO hace seguimiento a la generación eólica horaria, a nivel agregado e individual, para las 8 horas de demanda máxima diaria. Los valores agregados y por planta se utilizan para asignar el valor de ELCC sistémico, determinado para la generación eólica, a cada una de las plantas. MISO hace seguimiento a los MW horarios vertidos por planta y considera los MW vertidos (curtailment) en la evaluación. Al año 2019 se ha mantenido un registro de las 8 horas de demanda máxima, y la inyección de generación eólica coincidente, desde el año 2005 al año 2018. Se determina el factor de planta promedio de cada central durante las 112 horas con información disponible de generación en horas de demanda máxima (8 horas * 14 años), este factor se llama Pk_{metric} . Si una central ha entrado en operación después del año 2005, se utiliza la información disponible para los años en que se disponga información.

MISO considera que considerar las 8 horas de demanda máxima diaria en un año es suficiente para capturar los periodos de demanda máxima que contribuyen a un LOLE anual de 0,1 días por año. Se indica que la selección de 8 días se considera suficiente para capturar la correlación entre la generación eólica y los periodos de demanda máxima.

En síntesis, MISO utiliza la siguiente expresión para asignar el ELCC sistémico a cada una de las plantas:

$$Potencia\ de\ Suficiencia_i = \frac{Pmax_i * Pk_{metric_i}}{\sum Pmax_i * Pk_{metric_i}} * ELCC$$

c.) En función de lo observado en California y MISO, y las necesidades del sistema, se sugiere:

- Establecer un nivel de confiabilidad objetivo LOLE diario o LOLH.

⁸⁶ Específicamente lo realizan para cada nodo dado que indican que en una zona cercana la producción de las centrales eólicas está altamente correlacionada

- Determinar el ELCC para:
 - El portafolio de generación eólica y solar, en conjunto, del sistema ($ELCC_{ERV}$),
 - El portafolio de generación eólica del sistema ($ELCC_{eolico}$). Para el caso de la generación eólica, considerar la estadística de generación de los últimos 8 años que estén disponibles.
 - El portafolio de generación solar fotovoltaica del sistema ($ELCC_{solar}$).

- Determinar el factor de diversidad asociado al ELCC del portafolio de energía renovable variable:

$$Fd_{ELCC} = ELCC_{ERV} - (ELCC_{solar} + ELCC_{eolico})$$

- Determinar el ELCC definitivo para cada tecnología:

$$ELCC_{solar_def} = ELCC_{solar} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{solar}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

$$ELCC_{eolico_def} = ELCC_{eolico} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{eolico}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

- Asignar el $ELCC_{solar_def}$ determinado para el portafolio de generación solar fotovoltaica a cada central solar fotovoltaica a prorrata del factor de planta de la unidad.⁸⁷
- Asignar el $ELCC_{eolico_def}$ determinado para el portafolio de generación eólica a cada unidad eólica en función de la contribución histórica de cada central a las 8 horas de demanda neta máxima diaria durante los últimos 8 años⁸⁷. En este caso, se considera la diferencia entre la demanda y la generación solar fotovoltaica. De esta forma se genera una señal para reconocer el aporte a la suficiencia del sistema de aquellas centrales eólicas que se complementan de mejor forma con la generación solar fotovoltaica.

5.7.4 D.7.4: Tratamiento de sistemas de almacenamiento

El Artículo 149 del DFL 4 indica que todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Las transferencias de potencia se deben realizar en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia, conforme lo determine el reglamento.

Los sistemas de almacenamiento, dependiendo de su capacidad de almacenamiento, proveen firmeza y suficiencia al sistema. Se sugiere modificar el Artículo 149 para habilitar que los sistemas de almacenamiento también puedan vender sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia y participar en las transferencias de potencia. Las transferencias de potencia de sistemas de

⁸⁷ Si una planta ha sido afectada por vertimiento, se debe considerar su energía disponible, es decir, no considerar el vertimiento de la unidad

almacenamiento deben realizarse en función de la capacidad de inyección compatible con la suficiencia. En este contexto, tomando como referencia lo indicado en la Sección 5.7.2, un sistema de almacenamiento debería contar con Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE).

CAISO ha indicado que no considerará los sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión (o la proporción de ellos que corresponda) como parte de los recursos que aportan suficiencia al sistema debido a que los sistemas de almacenamiento definidos como parte del proceso de transmisión ya han sido considerados cuando se determinan las necesidades locales del sistema [66]⁸⁸.

En Estados Unidos, la FERC estableció que cada ISO debe definir y/o perfeccionar la forma como los sistemas de almacenamiento participan en el mercado [58]. El plazo para ello es el 3 de diciembre de 2019.

Para calificar como sistema de almacenamiento con suficiencia en MISO se establece que se debe disponer de, al menos, 4 horas de almacenamiento [18]⁸⁹. En California se ha definido un requerimiento similar, con la diferencia que además se requiere que el sistema sea capaz de operar durante 3 días consecutivos [22]⁹⁰. En California también se indica que a futuro se explorará la posibilidad de que recursos de almacenamiento distribuidos en una zona de demanda, que por si solos no cumplen con el requerimiento mencionado anteriormente, puedan de manera agregada satisfacer dicho requerimiento^{91, 92}.

En MISO se están evaluando los siguientes aspectos para definir el aporte de suficiencia de los sistemas de almacenamiento [94] [95]:

- Realizar pruebas para verificar la capacidad máxima del sistema de almacenamiento. Se está evaluando una duración entre 1 y 4 horas consecutivas. Teniendo en consideración los resultados de la prueba realizada al sistema de almacenamiento, la capacidad del sistema de almacenamiento será la energía inyectada durante la prueba (de 4 horas) dividido por 4 horas.

⁸⁸ Específicamente indica: “The ISO will not consider cost-of-service based storage resources procured through the TPP to count as resource adequacy resources as these resources are already taken into account when determining local capacity area needs.”

⁸⁹ Referencia [16], Sección 4.2.11.

⁹⁰ Appendix B: Qualifying capacity and effective capacity calculation methodologies for energy storage and supply-side demand response resources.

⁹¹ Para ello se debe mostrar su desempeño en el punto de agregación de los recursos.

⁹² Al 3 de diciembre de 2018, más de 200 MW de proyectos de almacenamiento (greenfield) se han conectado al sistema de transmisión de CAISO, e incluso más almacenamiento se ha conectado a la red de distribución [71].

- Definir la capacidad de descarga horaria equivalente del sistema de almacenamiento de acuerdo a los datos de placa (o documentación) como la razón entre la capacidad de almacenamiento informada y el tiempo mínimo de operación (que se define como 4 horas para recursos de energía limitada).
- Definir la capacidad instalada (ICAP) para el sistema de almacenamiento como el menor valor entre la capacidad definida mediante la prueba y la Capacidad de Descarga Horaria Equivalente.
- Definir una tasa de salida forzada dependiendo de los años de operación del sistema de almacenamiento.
 - Para sistemas con más de un año de operación se utiliza información operacional.
 - Para sistemas con menos de un año de operación se utiliza un valor por defecto de 5%.
- Requerir, desde el punto de vista operacional y de participación en el mercado, que los sistemas de almacenamiento realicen una oferta al ISO en la programación diaria de la operación para operar al menos 4 horas continuas en el periodo de demanda máxima proyectado por el ISO.

Por otra parte, basado en la definición de Capacidad de Generación Flexible Efectiva para activos de generación, en California se han indicado los siguientes aspectos para definir la Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE) de un sistema de almacenamiento [22]⁹³.

- Sistemas de almacenamiento que sólo disponen de generación positiva y tiempo de partida menor a 90 minutos. Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y cero, limitado por el tiempo de partida hasta mínimo técnico (Tiempo de Partida) y la capacidad de Rampa Promedio de la unidad.

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), [P_{\text{min}} + (180 \text{ minutos} - \text{Tiempo de Partida}) * \text{Rampa Promedio}] \}$$

Sistemas de almacenamiento que sólo disponen de generación positiva y tiempo de partida mayor a 90 minutos. Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y el mínimo técnico (Pmin), limitado por la capacidad de rampa promedio de la unidad (Rampa Promedio), es decir:

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}), (180 \text{ minutos} * \text{Rampa Promedio}) \}$$

- Sistemas de almacenamiento con generación positiva y negativa: Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como la suma entre 1.) el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y cero, limitado por la capacidad de rampa promedio de inyección de la unidad (Rampa Promedio_{pos}) en 90 minutos, considerando la potencia mínima de descarga (Pg_{min}); y 2.) el rango entre la potencia máxima de carga (Pmin_{RA}), considerando los

⁹³ Se definen también consideraciones para sistemas de almacenamiento que tienen sólo capacidad de carga. También se definen consideraciones para sistemas de respuesta de demanda.

consumos propios de la unidad, y cero, limitado por la capacidad de rampa promedio de carga de la unidad (Rampa Promedio_{neg}) en 90 minutos, considerando la potencia mínima de carga (Pd_{min}). Es decir

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), (P_{g_{\text{min}}} + 90 \text{ min} * \text{Rampa Promedio}_{\text{pos}}) \} + \text{Min} \{ P_{\text{minRA}}, (P_{d_{\text{min}}} + 90 \text{ min} * \text{Rampa Promedio}_{\text{neg}}) \}$$

Las indicaciones mencionadas anteriormente se consideran válidas para el caso de Chile, no obstante, por consistencia con las definiciones realizadas para Potencia Máxima en medios de generación, **se sugiere establecer que la capacidad de los sistemas de almacenamiento será evaluada en un período mínimo de 5 horas continuas**. La CNE debe verificar las condiciones de verificación de la potencia máxima en el Anexo de la Norma Técnica.

5.7.5 D.7.6: Consideración de limitaciones ambientales en control estadístico para la determinación de la Potencia Equivalente

La Potencia de Suficiencia Preliminar de unidades que hayan presentado Estados Deteriorados considerará el valor mínimo entre la Potencia de Inicial y la **Potencia Equivalente** obtenida a partir del promedio ponderado (por la duración del estado correspondiente) de los Estados Deteriorados⁹⁴ y Estado Disponible que corresponda (Artículo 49). Para ello, se debe considerar la Potencia disponible de la unidad generadora durante la vigencia de cada Estado Operativo.

De acuerdo al Artículo 25 del DS 62, el Coordinador debe llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las unidades.

En este contexto, el coordinador debe considerar todas las limitaciones que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:

- Las limitaciones de carácter ambiental que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).
- Limitaciones de control de cota que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella).

5.7.6 D.7.5: Otros factores

Se han realizado otras propuestas de ajuste del mecanismo de potencia en Chile que incluyen incorporación de factores como: determinación de potencia inicial de unidades, señales de eficiencia en

⁹⁴ Particularmente se consideran los Estados Deteriorados que no hayan sido declarados en Presencia Efectiva.

el ajuste entre la potencia de suficiencia preliminar y la potencia de suficiencia definitiva, metodología de cálculo de indisponibilidad forzada (particularmente para unidades de bajo factor de planta), criterios de selección de barra de referencia, criterios de definición de subsistemas, selección del tamaño de la unidad de punta y metodología de cálculo de potencia de suficiencia entre subsistemas [96] [97] [98].

6 COMENTARIOS FINALES

Teniendo en consideración la necesidad de transición hacia un sistema con mayor integración de energía renovable, los desafíos de descarbonización de la matriz de generación de energía eléctrica, y los objetivos del estudio; la definición de una alternativa de modificación del diseño del mercado para incorporar atributos de flexibilidad está directamente relacionada a la forma de introducir ajustes, necesarios al diseño de mercado vigente, de manera que las imperfecciones identificadas sean reducidas y cualquier medida regulatoria necesaria interfiera lo menos posible con el funcionamiento del mercado, asegurando la sostenibilidad de largo plazo de este.

En este informe se han identificado algunas imperfecciones de funcionamiento de mercado. El trabajo se segmenta en aquellas medidas que se pueden tomar para corregir dichas imperfecciones haciendo uso de los instrumentos regulatorios vigentes, es decir, sin necesidad de una modificación regulatoria relevante, y aquellas imperfecciones que se podrían mejorar realizando modificaciones regulatorias.

En este contexto, como se ha indicado en la Sección 3, durante el desarrollo del estudio se han considerado los siguientes principios: sostenibilidad económica, eficiencia económica mediante una producción eficiente, eficiencia económica mediante una asignación adecuada, equidad o política no discriminatoria, simplicidad, y transparencia.

A continuación, se sintetizan los aspectos principales del estudio.

1. Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta

La regulación vigente no cuenta con una definición clara del concepto Flexibilidad Operacional o Requerimiento de Flexibilidad Operacional (DS 113, Artículo 10°). El concepto de flexibilidad operacional es una propiedad “*no tradicional*” del sistema eléctrico, cuya definición tiene diversas dimensiones. Una definición de flexibilidad operacional a nivel de sistema eléctrico es la capacidad del sistema para modificar su producción en X MW, en un tiempo Y, a costo Z. La definición indicada anteriormente también puede ser evaluada a nivel de una central específica, un sistema de almacenamiento, o un sistema de gestión de demanda.

La flexibilidad del sistema eléctrico (en su conjunto) en un momento determinado depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, depende de qué centrales están presentes en un determinado instante, el nivel de producción de dichas centrales y la existencia de limitaciones que puedan afectar la producción (o capacidad de cambio de producción) de las centrales, como por ejemplo la activación de restricciones de capacidad de transferencia de líneas de transmisión.

Es posible distinguir dos tipos de flexibilidad operacional en los sistemas eléctricos.

- Flexibilidad operacional asociada a los **requerimientos de balance** del sistema eléctrico. Los requerimientos de balance se producen por:

- Variaciones instantáneas en periodos menores a 15 minutos de:
 - La demanda, y
 - Generación renovable variable.
- Falla de centrales y desconexión de demanda,
- Desviación en el pronóstico de cambio, en periodos de una hora, de:
 - La demanda, y
 - La generación renovable variable.
- Flexibilidad operacional asociada a los **requerimientos de variabilidad** para el seguimiento de la demanda neta. Este tipo de flexibilidad tiene relación a la necesidad de enfrentar cambios de la demanda neta en periodos de una a varias horas, es decir, **adecuar** el suministro provisto por unidades de generación gestionables a las necesidades de la demanda neta del sistema eléctrico. Para ello un conjunto de unidades de generación gestionables requieren ciclar, ya sea en modo prendido / apagado, o entre mínimo técnico y potencia nominal; por lo tanto, se requiere capacidad de generación flexible – efectiva – para los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

Actualmente el factor que explica en mayor proporción los requerimientos de balance es la necesidad de soportar la falla de la unidad de mayor tamaño del sistema. En la medida que la penetración de recursos renovables variables aumenta en los sistemas eléctricos o es altamente impredecible, las variaciones instantáneas y las desviaciones en pronóstico de cambio en 1 hora tendrán mayor preponderancia en la necesidad de requerimientos de balance. No obstante, el aumento de la reserva en giro puede ser contenido mediante el uso de unidades de partida rápida (que están detenidas).

2. Consideración de desvíos de la operación como una herramienta eficiente para asignación de costos

Se identificaron dos formas de gestionar los errores de proyección de demanda y generación:

- Mejorar las proyecciones, y
- Mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.

En otras palabras, si fuera factible un proceso de programación de la operación más adaptable y un despacho más flexible, que pudieran sobrellevar errores de proyección, entonces los errores de pronóstico de generación renovable variable y demanda serían menos relevantes.

Tras un análisis de casos específicos de la programación de la operación y la operación real del sistema es posible observar que durante el día ocurren simultáneamente múltiples desvíos, de distinta naturaleza. El análisis de los desvíos reviste de una alta complejidad por los siguientes factores:

- El efecto de los desvíos es local, depende de restricciones de transmisión, objetivos de cumplimiento de restricciones de regulación de frecuencia por subsistema, entre otros factores.

- El número de unidades que presentan desvíos (tanto gestionables como no gestionables).
- La resolución temporal del análisis requerido; se debe observar desvíos, al menos, con resolución horaria; desvíos netos diarios no son explicativos de efectos de interés en el sistema.
- Desvíos de demanda son coincidentes con desvíos de generación ERV y gestionable.
- Condiciones iniciales del Programa de Corto Plazo que realiza el Coordinador generalmente están desviadas respecto de la operación real al momento de ser efectivo el programa.
- Múltiples causas de limitaciones sobre unidades de generación⁹⁵, con distintos efectos.
- Los efectos de los desvíos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la temporalidad del desvío, es posible observar efectos acumulativos de múltiples factores.
- Efectos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la magnitud del desvío. Se debe observar con especial atención falla o limitación de unidades en periodos críticos (inicio y fin del horario solar); falla o limitación de unidades que proveen servicios de regulación de frecuencia; desvíos de generación eólica en periodos críticos (inicio y fin del horario solar); limitación de control de cota o agotamiento de embalses; etc.
- Necesidad de definir qué es un “desvío esencial” de pronóstico (modelo), es decir, aquel que no se puede reducir con mejor desarrollo de modelación; y qué es un desvío de pronóstico (modelación) que se puede reducir (gestionar) mediante una mejora del modelo o del proceso de modelación.
- Necesidad de definir cuando los desvíos respecto de la programación se deben a desafíos de convergencia de la simulación o desafíos de la configuración de la herramienta que se utiliza para realizar la Programación de Corto Plazo. En algunos casos es relevante en definición de uso de agua de embalses.
- Necesidad de definir cuando los desvíos respecto de la programación se deben a error humano producto del proceso de ejecución de la Programación de Corto Plazo.

Tras el análisis desarrollado en este estudio, se considera que el instrumento de despacho vinculante como incentivo para reducir brechas entre la programación de la operación y la operación en tiempo real es una opción de alta complejidad de implementación que por sí sola no contribuye a reducir brechas entre la programación de la operación y la operación en tiempo real en un mercado.

Para un nivel de esfuerzo definido, el análisis sistemático y periódico de los desvíos debería estar acompañado de un análisis de causa raíz para determinar el efecto de los desvíos y la definición de responsabilidades para realizar una mejor asignación de costos. Dado que en muchos casos se trata de

⁹⁵ Limitaciones asociadas al cumplimiento de la normativa ambiental (DS 13, DS 90, ruido), aspectos operativos de unidades, control de cota, activación de restricción de agotamiento, entre otras.

efectos sistémicos, es crítico evaluar si la “mejor asignación” sería real o es simplemente una percepción de mejor asignación.

Por lo tanto, en función de lo indicado en la Sección 2, respecto de los desvíos de la operación y la intención de aplicar el principio de causalidad a la asignación de costos de servicios complementarios se tiene:

- El comportamiento de un agente, por sí solo, no tiene un claro efecto en el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal). El costo del servicio emerge por la interacción de todos los agentes del sistema.
- Un agente por sí solo no es capaz de controlar el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal).

En definitiva, teniendo en consideración que quienes retiran energía del sistema se benefician de la operación segura del sistema, se sugiere mantener la asignación de costos de servicios complementarios de regulación de frecuencia a prorrata de los retiros.

Lo indicado anteriormente está en línea con prácticas de asignación de costos que se utilizan generalmente en los mercados eléctricos de Estados Unidos, donde los costos asociados al mercado de servicio complementarios no son asignados en función del criterio de causalidad de costo; más bien son socializados en función de los consumos (retiros de energía).

3. Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta

Tras el análisis realizado en la Sección 5.1, se concluye que la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de balance del sistema se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades. Se debe tener en cuenta que uno de los factores que motiva inversión en los sistemas eléctricos es la necesidad de proveer capacidad para dar suficiencia al sistema para abastecer la demanda, para ello se define un esquema de pagos por capacidad⁹⁶.

La provisión de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema también se puede considerar un resultado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades.

Lo anterior se debiera cumplir en la medida que los pagos por la restricción activa de seguridad en la operación (costo extra asociado al costo marginal de la reserva) sea equivalente al costo de las reservas en la operación real.

Desde el punto de vista de suficiencia para abastecer la demanda, el esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile satisface la necesidad de cubrir la demanda máxima del sistema; no obstante, es

⁹⁶ La capacidad de respuesta de la demanda también tiene un rol como una fuente de flexibilidad y suficiencia del sistema, aunque en mercados como MISO se reconoce su aporte a la suficiencia del sistema cuando la demanda tiene capacidad de generación gestionable instalada detrás del medidor.

importante notar que en una transición hacia una mayor integración de generación renovable variable, la tasa de crecimiento de la demanda máxima será menor que la tasa de crecimiento de la Necesidad de Capacidad Flexible del sistema, por lo que se debe contar con los mecanismos de adecuación (suficiencia) a las Necesidades de Capacidad Flexible.

4. Mercado de potencia

La definición de Suficiencia que se utiliza en Chile puede considerarse incompleta para crear incentivos que contribuyan a satisfacer conjuntamente las necesidades futuras de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema, consistente con asignar a los agentes aquella proporción de la cual son responsables.

En un contexto de alta penetración de energía renovable variable, las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta en periodos de 1 a 3 horas pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema y de variabilidad de la demanda.

La definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable. Se sugiere modificar la definición de suficiencia definida en el DFL 4, artículo 225º, literal s de la siguiente forma:

Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, considerando los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

Demanda neta: Diferencia entre la demanda del sistema eléctrico y la generación de energía renovable variable.

Energía renovable variable: Energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales que presenten variaciones de producción no gestionables importantes en periodos inferiores a 24 horas.

Se identificaron los siguientes objetivos para determinar la capacidad de generación compatible con la suficiencia:

- Garantizar la disponibilidad de un margen de reserva adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) del sistema.
- Generar un incentivo para que las unidades de generación estén disponibles cuando sean requeridas.
- Generar una señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (o mayor turndown), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta.

- Mantener compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una señal estable para el desarrollo de largo plazo del mercado.
- Evitar doble pago de infraestructura.

En este contexto, se sugiere considerar que las instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda en la medida que pueden satisfacer las necesidades de la demanda máxima y las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema o subsistema.

De acuerdo a las definiciones realizadas en la Sección 5.7.2, se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia modularizando el mercado demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes:

- Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema⁹⁷, y
- Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la Potencia Máxima de una unidad en dos atributos:

- Capacidad de generación flexible efectiva, y
- Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

La capacidad de generación flexible efectiva es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema. La Comisión debe definir el criterio para evaluar la capacidad de generación flexible efectiva de centrales de energía renovable variable y centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación. Mientras la Comisión no haya definido el criterio para evaluar la capacidad flexible efectiva para dichas centrales, se asumirá que no tienen capacidad de generación flexible efectiva.

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas, de acuerdo a la NERC, los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto importante en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación de energía renovable variable.

La estructura de mecanismo de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico se resume a continuación (detalles en Sección 5.7.2).

⁹⁷ Asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema o subsistema.

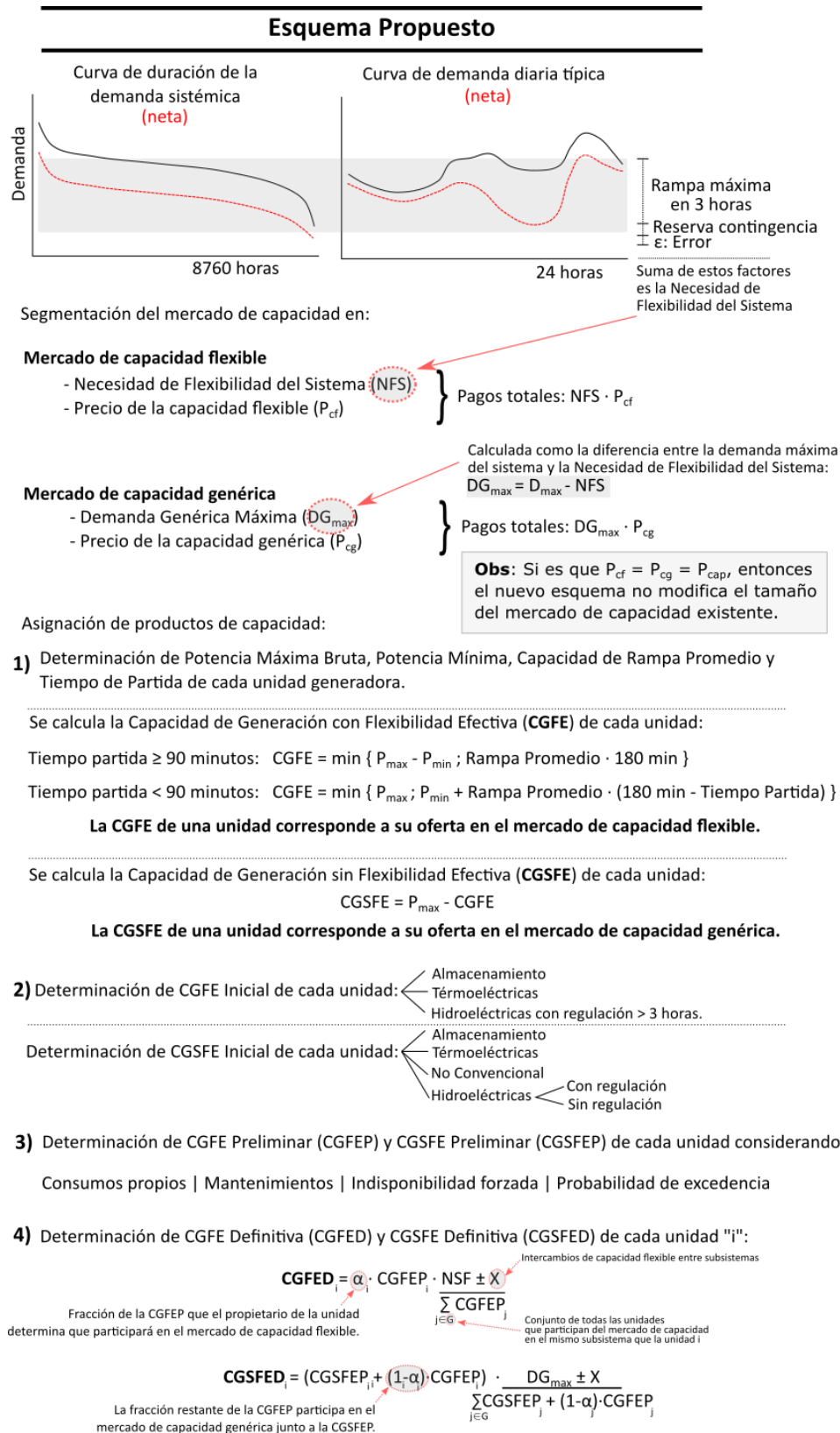


Figura 45: Mecanismo de potencia de suficiencia propuesta

Respecto a la determinación de capacidad de generación sin flexibilidad efectiva inicial de las centrales de energía renovable variable, en la Sección 5.7.3 se presentaron los antecedentes de aplicación de la metodología Effective load Carrying Capability (ELCC) en Estados Unidos. En función de lo observado en California, MISO, y las necesidades del sistema eléctrico en Chile, se sugiere:

- Establecer un nivel de confiabilidad objetivo Loss of Load Expectation (LOLE) diario o Loss of Load Hour (LOLH).
- Determinar el ELCC para:
 - El portafolio de generación eólica y solar, en conjunto, del sistema ($ELCC_{ERV}$),
 - El portafolio de generación eólica del sistema ($ELCC_{eolico}$). Para el caso de la generación eólica, considerar la estadística de generación de los últimos 8 años que estén disponibles.
 - El portafolio de generación solar fotovoltaica del sistema ($ELCC_{solar}$).

- Determinar el factor de diversidad asociado al ELCC del portafolio de energía renovable variable:

$$Fd_{ELCC} = ELCC_{ERV} - (ELCC_{solar} + ELCC_{eolico})$$

- Determinar el ELCC definitivo para cada tecnología:

$$ELCC_{solar_def} = ELCC_{solar} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{solar}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

$$ELCC_{eolico_def} = ELCC_{eolico} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{eolico}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

- Asignar el $ELCC_{solar_def}$ determinado para el portafolio de generación solar fotovoltaica a cada central solar fotovoltaica a prorrata del factor de planta de la unidad⁹⁷.
- Asignar el $ELCC_{eolico_def}$ determinado para el portafolio de generación eólica a cada unidad eólica en función de la contribución histórica de cada central a las 8 horas de demanda neta máxima diaria durante los últimos 8 años⁹⁸. En este caso, se considera la diferencia entre la demanda y la generación solar fotovoltaica. De esta forma se genera una señal para reconocer el aporte a la suficiencia del sistema de aquellas centrales eólicas que se complementan de mejor forma con la generación solar fotovoltaica.

Los sistemas de almacenamiento, dependiendo de su capacidad de almacenamiento, proveen firmeza y suficiencia al sistema. Se sugiere modificar el Artículo 149 para habilitar que los sistemas de almacenamiento también puedan vender sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia y participar en las transferencias de potencia. Las transferencias de potencia de sistemas de almacenamiento deben realizarse en función de la capacidad de inyección compatible con la suficiencia.

⁹⁸ Si una planta ha sido afectada por vertimiento, se debe considerar su energía disponible, es decir, no considerar el vertimiento de la unidad

En este contexto, tomando como referencia lo indicado en la Sección 5.7.2, un sistema de almacenamiento debería contar con Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE).

En la Sección 5.7.4, considerando la experiencia de MISO y CAISO, se presentan las indicaciones para determinar la potencia de suficiencia de sistemas de almacenamiento. Por consistencia con las definiciones realizadas para Potencia Máxima en medios de generación, se sugiere establecer que la capacidad de los sistemas de almacenamiento será evaluada en un período mínimo de 5 horas continuas.

Es crítico notar que CAISO ha indicado que no considerará los sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión (o la proporción de ellos que corresponda) como parte de los recursos que aportan suficiencia al sistema.

Finalmente, respecto a la Potencia Equivalente que se determina a partir de los antecedentes disponibles en el control estadístico que realiza el Coordinador, se sugiere considerar todas las limitaciones que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:

- Las limitaciones de carácter ambiental que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).
- Limitaciones de control de cota que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella).

5. Respecto a la consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados

El mercado de servicios complementarios está fuertemente condicionado al diseño del mercado de energía y a la estructura física del sistema eléctrico; por lo tanto, se debe considerar cuidadosamente aspectos de ingeniería y economía de sistemas eléctricos al momento de diseñar el mercado de servicios complementarios.

Es crítico notar que las percepciones que los agentes (generadores) tienen de las desviaciones entre la operación real y la operación programada del mercado eléctrico, y su posible afectación al costo marginal, afecta la forma de realizar ofertas por subastas de servicios de regulación de frecuencia. Esto se debe a que los agentes perciben distintos valores del costo de oportunidad de las reservas para regulación de frecuencia. El costo de oportunidad refleja el costo de comprometer y mantener capacidad en reservas (en la mayoría de las veces en una condición inframarginal), considerando la señal del costo marginal sobre todas las posibles condiciones reales de operación probables al momento de realizar la programación de corto plazo.

En relación al DS 113, tomando como referencia lo sintetizado en la Sección 3.1.3, se sugiere verificar la consistencia entre los siguientes aspectos:

- El Coordinador debe realizar la programación de la operación del sistema eléctrico optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema (Artículo 18).
- Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27).

Una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación. Por lo tanto, si se opta por no considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), entonces, al cumplir el requerimiento de materializar los servicios complementarios mediante los precios ofertados en las licitaciones o subastas, podría producirse – por diseño – una brecha entre la programación de la operación que realice el Coordinador y la materialización de servicios complementarios en el despacho efectivo.

Por otra parte, si se opta por considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), podría producirse una brecha en el cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de producción ya que se incorporarían a la función de costo del generador señales basadas en expectativas de costos de oportunidad por el servicio de proveer reservas, dichas expectativas no son necesariamente una entrada a la función de costo de producción del generador ya que los precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas no tienen que coincidir necesariamente con el costo efectivo de proveer dichas reservas. Como se indicó anteriormente, una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación.

Una diferencia práctica – crítica – en la determinación de precios asociados a requerimientos de seguridad en sistemas eléctricos tiene relación con:

- La anticipación y duración del periodo con que los agentes del mercado deben realizar su oferta para participar en el mercado de reservas para regulación de frecuencia. La mayoría de los generadores tienen una disposición a proveer reservas que varía en el tiempo. Luego, es ineficiente forzar a los generadores a comprometerse a un nivel fijo de reservas por periodos extensos, sobre todo en sistemas con incertidumbre en el despacho como los mercados con alta penetración de ERV o donde la demanda de algunos clientes es relevante para el tamaño del mercado y se pueden producir

variaciones importantes dependiendo de las condiciones de operación de clientes industriales como es el caso del SEN Norte.

- La frecuencia a la que se debe resolver o asignar el mercado de reservas. El mercado de reservas debe ser resuelto de manera frecuente, en una escala de tiempo aproximadamente un orden de magnitud más extensa que la duración del uso de la reserva. Por lo tanto, para el caso de reserva en giro, el mercado de reservas debería ser re-subastado cada hora o posiblemente cada unos pocos minutos (15 a 30 minutos).

Para el caso de la remuneración de servicios complementarios de regulación de frecuencia, la Orden FERC 755 indica que es razonable establecer un esquema de pago basado en dos componentes.

El primer componente tiene relación al valor de la capacidad, o la opción, por mantener una fracción de la capacidad de una central como reserva. Para ello, la FERC establece que el pago debe ser uniforme para todos los que proveen el servicio, y debe estar basado en el costo de oportunidad de la unidad marginal (costo marginal de reserva). Dado el contexto de los mercados norteamericanos, se establece que los pagos deben estar basados en un esquema de ofertas competitivas para la provisión de reservas.

El segundo componente debe ser un pago por desempeño que refleje la cantidad efectiva de trabajo que cada unidad de generación realiza en la operación real. Este componente debe reflejar la precisión con la cual cada recurso responde a las señales de regulación del operador del sistema. Se deja abierto para que cada ISO proponga los detalles que pueden variar de acuerdo al mercado y la región. Se indica que la precisión debe estar asociada al seguimiento de la señal del Control Automático de Generación. Por ejemplo, se pueden utilizar métricas como:

- Desempeño del generador en incrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente incrementados y la suma de los MW solicitados en subir, multiplicado por 100.
- Desempeño del generador en decrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente reducidos y la suma de los MW solicitados en bajar, multiplicado por 100.

6. Desafíos relacionados a la determinación del costo marginal

Existen diferencias estructurales en la forma de determinar el costo marginal programado (mediante un modelo) y el costo marginal real. Entre otros factores, el primero se realiza con resolución horaria; mientras el segundo, para una hora, se determina como el promedio ponderado por minuto del costo variable de la unidad marginal (pudiendo haber más de una unidad marginal durante una hora).

Un aspecto crítico relacionado a la señal de costo marginal es hacer que el tiempo entre la operación y la publicación de la señal de costo marginal preliminar (validada) sea tan breve como sea posible.

Dada las disposiciones establecidas en la LGSE (sintetizadas en la Sección 3.1.1, letra e. y g.), el DS 125 (sintetizadas en la Sección 3.1.2, letra e.) y la Re Ex. CNE N° 669/2017 (sintetizada en la Sección 3.2.2, letra a.), se sugiere revisar la Re Ex. CNE N° 669/2017 y los aspectos que correspondan para que el costo

marginal se determine en un periodo de 15 minutos. De esta forma se alinea con los requerimientos asociados al proceso de medición y a los tiempos de actuación de servicio de control de frecuencia secundaria.

Adicionalmente, el hecho de contar con una señal de costo marginal de mayor resolución temporal contribuye a hacer más equitativas las condiciones de mercado para sistemas de almacenamiento.

7. Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento

Es crítico que los modelos de participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado spot reconozcan sus características físicas y operacionales. Dado esto, la habilitación de modelos de participación en el mercado que permitan a los sistemas de almacenamiento capturar múltiples beneficios de los servicios que estos proveen a la red contribuye a nivelar las condiciones de mercado para estas tecnologías.

Un aspecto que se debe definir tiene relación a los parámetros técnicos y estructura de costos que se considera en los modelos de participación de mercado para los sistemas de almacenamiento. Estos parámetros deben considerar una representación adecuada de los límites de potencia, eficiencia (o pérdidas), y degradación de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, los límites de potencia son una función del estado de carga del sistema de almacenamiento; la eficiencia del sistema y las pérdidas de energía son función tanto del estado de carga como de la potencia que se utiliza para cargar/descargar. La definición de estos parámetros de participación puede tener un efecto significativo en la utilización de estos sistemas (programación y despacho efectivo) y por consiguiente los ingresos proyectados y efectivos.

Un desafío es el desarrollo de estrategias de despacho que hagan un uso óptimo de la flexibilidad que pueden proveer los sistemas de almacenamiento. Se requerirá de innovación para desarrollar nuevas estrategias y formulaciones de la programación de la operación y gestión del despacho para realizar un uso óptimo de los sistemas de almacenamiento.

Es deseable permitir que los operadores de los sistemas de almacenamiento tengan la opción de gestionar el sistema de manera independiente, reconociendo posibles penalidades por una afectación negativa en el funcionamiento del mercado. Una materia a evaluar es si la atribución mencionada anteriormente debería ser una definición transitoria o permanente.

Es deseable que los parámetros a considerar en la programación de corto plazo de sistemas de almacenamiento mediante baterías representen de cierta forma las expectativas de degradación de las baterías.

7.1 Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión

El año 2010, la FERC indicó que de ninguna manera pretendía clasificar todos los sistemas de almacenamiento como parte del sistema de transmisión o viceversa. Más bien, teniendo en consideración

las circunstancias y características de proyectos de sistemas de almacenamiento específicos, estos podrían ser considerados como activos de transmisión.

En la Sección 5.6.1 se describió en detalle los requerimientos asociados al reconocimiento de un sistema de almacenamiento como activo de transmisión aceptada por la FERC el año 2010. Para que un sistema de almacenamiento sea considerado como sistema de transmisión, la FERC ha indicado que se debe emular la función de un sistema de transmisión, y el operador independiente del sistema eléctrico sólo lo debe operar el sistema de almacenamiento para esa función propuesta. Particularmente, ante instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico, un sistema de almacenamiento que emula un sistema de transmisión podría ser utilizado para:

- Proveer el servicio de control de tensión,
- Gestionar situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y de caída de líneas, y
- Apoyar funciones de transmisión mientras se realizan mantenimientos de líneas.

En este caso, las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico al proyecto de almacenamiento sólo podrían ser dadas en la medida que no exista otro actor que provea dicha función por condiciones de mercado; de esta forma el proyecto no debería afectar servicios competitivos de otros actores del mercado.

En la evaluación de beneficios, el operador independiente del sistema eléctrico sólo debe considerar el uso propuesto del proyecto de almacenamiento, esto es proveer servicios de transmisión mediante control de tensión y gestión de situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y caída de líneas.

7.2 Respetto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento

Los reguladores en Estados Unidos han sido cuidadosos en asegurar que los operadores independientes de sistemas eléctricos (ISO) y operadores de sistemas de transmisión (RTO) no sean propietarios o tengan control sobre la operación de sistemas de almacenamiento de energía para propósito de actividades de mercado que se desarrollan en un contexto competitivo.

CAISO indicó que el hecho de tomar control sobre el sistema de almacenamiento LEAPS sería un retroceso en la reestructuración eficiente y competitiva del mercado que CAISO se ha esforzado en alcanzar. La FERC ha compartido la preocupación de CAISO en términos de que el control de un sistema de almacenamiento participando en el mercado eléctrico podría comprometer la independencia del ISO.

7.3 Respetto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión)

En enero de 2017, mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC clarificó que podría haber enfoques distintos al utilizado por Western Grid, mediante el cual un sistema de almacenamiento podría recibir un pago por transmisión y, si es técnicamente factible, proveer otros servicios de mercado.

Si se busca que un sistema de almacenamiento recupere sus costos mediante la participación en el mercado eléctrico y la provisión de servicios de transmisión, la FERC indica que los siguientes desafíos deberían ser abordados:

- El sistema de almacenamiento debe ser competitivo con una alternativa de transmisión.
- Evitar doble pago de infraestructura.
- Minimizar impactos negativos en el mercado mayorista.
- Mantener la Independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico.

El requerimiento de evitar doble pago de infraestructura puede ser abordado mediante un mecanismo apropiado de crédito (o abono) de los ingresos. El monto del crédito (o el abono de los ingresos de mercado) puede variar y depende de cómo se estructure la tarifa regulada por el servicio de transmisión.

De acuerdo a la FERC, de manera alternativa, a discreción del dueño u operario del sistema de transmisión, los ingresos de mercado que el sistema de almacenamiento proyecte capturar pueden ser utilizados para reducir el nivel de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento. Esta reducción anticipada de la tarifa regulada asociada al proyecto de almacenamiento podría ayudar a asegurar que la tarifa se mantenga justa y razonable, y podría proveer al dueño u operario del sistema de transmisión de incentivos para estimar los ingresos de mercado de la manera más precisa posible. En este escenario, la necesidad de abonar los ingresos de mercado puede ser reducida proporcionalmente también (Figura 37).

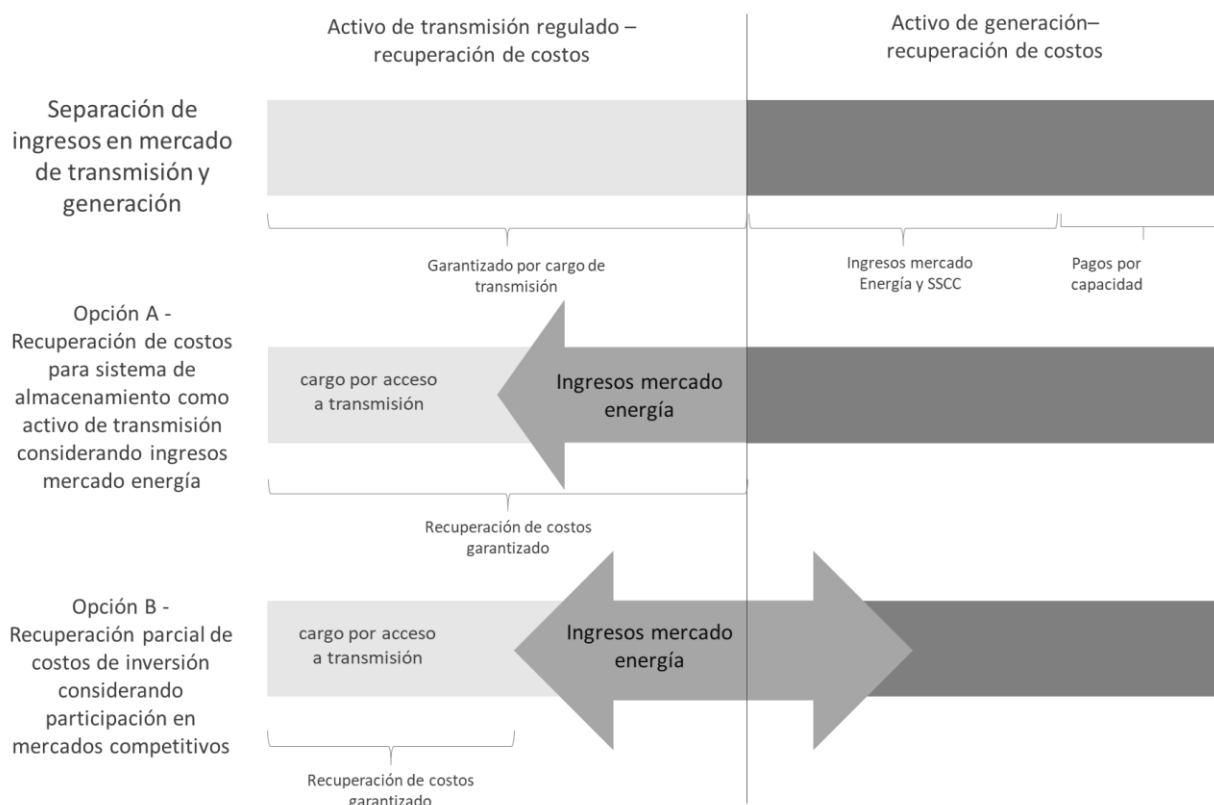


Figura 46: Esquema de participación de mercado de sistemas de almacenamiento como activo de transmisión (Fuente: Adaptada de CAISO [66])

Es crítico notar que, en el caso de sistemas de almacenamiento que participen de manera conjunta como activos de transmisión y proveedor de servicios competitivos en el mercado eléctrico, el coordinador independiente del sistema eléctrico debe evaluar la necesidad de [66]:

- **Cronograma de notificaciones:** Programación especificando cuando el coordinador independiente del sistema eléctrico podría notificar a un recurso de almacenamiento de que no es necesario para mantener la confiabilidad del sistema y puede participar en otros mercados.
- **Duración de las capacidades necesarias:** Especificaciones respecto a la duración (tiempo) que un recurso de almacenamiento que presta servicios de confiabilidad puede participar en otros mercados competitivos antes que este tenga que volver al nivel de estado requerido para proveer los servicios de confiabilidad (transmisión) para el cual fue definido.
- **Limitaciones de energía / ciclaje necesarias para mantener el ciclo de vida del sistema de almacenamiento:** Se debe asegurar que la participación en otros mercados no reduce la vida útil del recurso, lo que podría derivar en otros costos para mantener la confiabilidad del sistema.

La FERC indica que cualquier preocupación de que un sistema de almacenamiento podría realizar ofertas de una forma que afecte los mercados de servicios competitivos por el simple hecho de recuperar parte de sus costos por tarifas reguladas de transmisión puede ser abordado de la forma que:

- Se aborda el mecanismo para evitar el doble pago de infraestructura, y
- Se consideran y determinan los costos en las tarifas basadas en costos.

La FERC indica que otro aspecto relevante es mantener la independencia del operador independiente del sistema eléctrico, lo cual se relaciona a la discreción y rol del ISO en la operación de los sistemas de almacenamiento, especialmente para propósitos de planificación y confiabilidad.

Un sistema de almacenamiento con función de activo de transmisión y uso compartido para otros servicios debería ser mantenido de una manera tal que se pueda contar con el estado de carga necesario cuando sea requerido proveer el servicio regulado de transmisión. No obstante, asumiendo que dicha necesidad prioritaria es razonablemente predecible, tanto en la magnitud como en el momento del día que será requerida, se podría permitir que el sistema de almacenamiento se desvíe del estado de carga necesario en otros instantes del día para proveer otros servicios de mercado. En aquellas situaciones donde dicha premisa no se mantenga, y la necesidad del servicio de transmisión por el cual se paga una tarifa regulada no sea razonablemente predecible en magnitud ni momento del día en que ocurrirá, luego el servicio de transmisión debería ser el único servicio que el sistema de almacenamiento debería proveer.

7.4 Respetto de los modelos de participación en mercados mayoristas

De acuerdo a la Orden FERC 841, los modelos de participación de sistemas de almacenamiento deben, entre otros requerimientos:

- Asegurar que un sistema de almacenamiento es capaz de proveer todos sus servicios de potencia (suficiencia), energía y servicios complementarios que es técnicamente posible para el sistema de proveer en el mercado.
- Asegurar que un sistema de almacenamiento puede ser despachado y puede definir el costo marginal del mercado, tanto cuando funciona como demanda (retirando energía desde el sistema), como cuando funciona como generador (inyectando energía al sistema), de manera consistente a la forma como un recurso define el costo marginal del mercado en el sistema eléctrico.
- Considerar las características físicas y operacionales de los sistemas de almacenamiento mediante parámetros técnicos que deben ser considerados en las ofertas que realiza al mercado.
- Establecer un requerimiento de tamaño mínimo para la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico, que no supere los 100 kW.
- Especificar que la venta de energía eléctrica desde el mercado a un sistema de almacenamiento, que posteriormente el sistema de almacenamiento utilizará para vender la energía al mercado, debe realizarse a costo marginal de energía.

Es crítico notar que para el caso chileno, donde se tiene un sistema basado en costos auditados, el precio de oferta de venta de energía debería quedar automáticamente determinado por el precio promedio de compra (ponderado por energía) y la eficiencia del sistema de almacenamiento (round trip efficiency). Un desafío por resolver es la periodicidad de ajuste de precio de venta considerando los ciclos de programación de despacho que se definan en el sistema.

La Orden FERC 841 indica que cada ISO debe permitir a los sistemas de almacenamiento gestionar su estado de carga debido a que dicha práctica permitiría a los operadores de estos recursos optimizar su operación para proveer todos los servicios que son capaces de proveer. También requiere a los ISOs implementar todos los esquemas de medición y procedimientos de contabilidad que sean necesarios para abordar las complejidades asociadas al cumplimiento del requerimiento de que la compra / venta de electricidad por parte de un sistema de almacenamiento sean valorizadas a costos marginal.

La FERC también indica que la modelación de la operación del sistema eléctrico está sujeta a diversas limitaciones inherentes de la complejidad del sistema eléctrico y de las herramientas disponibles para mantener una operación confiable. En este contexto, se indica que los sistemas de almacenamiento no deberían ser responsables del riesgo que se produce por un despacho no económico; luego se requiere definir un pago lateral para asegurar que los recursos comprometidos y despachados fuera del mercado sean capaces de recuperar sus costos de operación. Es decir, cuando un recurso de almacenamiento es despachado como demanda y el costo marginal real es mayor que el ofertado y cuando el recurso de almacenamiento es despachado como generación y el costo marginal real es menor que el precio ofertado. Los pagos laterales deberían ser consistentes con las reglas definidas para otros pagos laterales que se hayan sido definidos en el mercado. Con lo indicado anteriormente se busca asegurar que los recursos de almacenamiento sean tratados como otro recurso despachable presente en el mercado. La FERC indica que el auto despacho de los sistemas de almacenamiento puede ser un medio para minimizar pagos laterales en caso de despacho no económico.

8. Desafíos asociados a la programación de la operación

8.1 Asimetría de riesgo en la aplicación de pronóstico ERV y definición de responsabilidad

Del análisis realizado en la Sección 5.2.1, se puede inferir que existe una asimetría en los riesgos percibidos por el Coordinador y por los generadores renovables variables en la elaboración de pronósticos de ERV. Por una parte, para el generador renovable variable la sobre estimación del pronóstico reduce posibilidad y magnitud de vertimiento; por otra, el Coordinador percibe un mayor riesgo en la operación que - en casos extremos - puede llevar a eventos que comprometan la operación confiable y económica del sistema.

Esta asimetría de riesgo produce la necesidad de que el Coordinador, como responsable de la operación del sistema bajo los principios establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, donde en orden de prioridad se debe cumplir primero con la operación segura del sistema, sea en última instancia responsable de validar los pronósticos que utilizará en el programa de corto plazo (en línea con lo indicado en el DS 125/2017 del Ministerio de Energía, Artículos 49 y 64). La mejor práctica para ello es combinar múltiples fuentes de

información para reducir sesgos de proyección y tener la opción de seleccionar el mejor pronóstico para condiciones meteorológicas específicas.

Si se cuenta con un desarrollo de transmisión adecuado, el diseño de una medida de gestión robusta para abordar una mejora en los pronósticos de energía renovable variable es una decisión económica, que se puede evaluar mediante un análisis de costo beneficio entre diferentes opciones. Si la materialización del desarrollo de un sistema de transmisión no se materializa de manera oportuna, las medidas para reducir errores de pronósticos pueden tener un retorno aún más significativo, y requerirán una evaluación detallada de dinámicas locales.

Como se indicó en la Sección 5.2.1, si bien un operador de un generador renovable variable no necesariamente debiera ser responsable del pronóstico de ERV que se utiliza en la programación de la operación de corto plazo, éste sí tiene incentivos a verificar que los pronósticos que se estén utilizando sean adecuados y estén en cierta forma alineados con los valores que percibe de acuerdo a estimaciones periódicas propias que debe realizar e informar de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Técnica (Artículo 7-13). Esto se debe a que en el caso de una sub-estimación de generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica menos generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, tanto la probabilidad como la magnitud del recorte de energía renovable variable aumenta con la magnitud del error (sub-estimación) de predicción (ver Caso 1 en Sección 3.3.1).

No obstante, los agentes de generación renovable, por si solos, no están en la mejor posición para gestionar la mejora de pronósticos porque no poseen las capacidades tecnológicas para realizar las proyecciones de generación renovable variable. El servicio de pronóstico es realizado por empresas especializadas que no son empresas de generación. En este contexto, una agrupación de intereses a nivel de industria, como la que puede gestionar el Coordinador (en cumplimiento con los requerimientos establecidos en los Artículos 49 y 64 del DS 125) u otro agente agrupador de necesidades, está en mejor posición para establecer contratos y definir programas de mejora continua de pronósticos a nivel regional y consecuentemente para cada central.

El uso de pronósticos centralizados ha sido una práctica utilizada por diferentes operadores de sistemas eléctricos en Norteamérica para verificar la programación de la operación, requerimientos de reserva y la confiabilidad del despacho. La asignación de costo del sistema centralizado de pronósticos depende de cada sistema. En algunos casos lo paga el operador del sistema, en otros, el costo se asigna a los generadores renovables variables (en distintas proporciones).

Finalmente, el uso de herramientas centralizadas de pronóstico de generación renovable variable no es compatible con la intención de aplicar el principio de causalidad en la asignación del costo de servicios complementarios de regulación de frecuencia dado que los operadores de sistemas de generación renovable variable no son responsables de su programación en el programa de corto plazo.

8.2 Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo

De acuerdo al análisis realizado en la Sección 5.2.2, se sugiere adaptar la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación.

Como se indicó anteriormente, es crítico notar que hay dos formas de mitigar los efectos de los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho. En otras palabras, si fuera factible un proceso de despacho más flexible que pudiera sobrellevar de mejor forma errores de proyección, entonces los errores de proyección serían menos relevantes.

Actualmente para el despachador la lista de mérito de costo variable de las unidades es un instrumento de gestión más efectivo que el programa de operación de corto plazo propiamente tal. Para garantizar la programación y operación del sistema en cumplimiento con los principios definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, es necesario que la programación de la operación se realice todos los días y se disminuya el periodo de tiempo entre: 1.) la recolección de información y la ejecución del PCP, y 2.) la finalización de la ejecución del PCP y su aplicación.

La integración eficiente de fuentes de generación renovables variables requiere un sistema de programación de la operación más sofisticado. La mayor sofisticación del programa de operación de corto plazo se traduce en la necesidad de:

- Contar con una representación realista de las reservas disponibles en el sistema durante el proceso de programación de la operación.
- Co-optimizar el suministro de energía y reservas para control de frecuencia, requerimiento que actualmente se cumple en la PCP por la forma como se configura la simulación de corto plazo.
- Dado que la flexibilidad disponible en el sistema depende del estado operacional del sistema, se debe utilizar mecanismos para asegurar que la programación de la operación esté alineada tanto como sea posible a la operación real del sistema.
- Buscar alternativas para mejorar la gestión de la incertidumbre asociada a las desviaciones de pronósticos de energía renovable variable, particularmente eólica, en horizontes mayores de tiempo (por ejemplo, horizontes mayores a 4 a 8 horas)⁹⁹.
- Alinear el proceso de programación de la operación de corto plazo a periodos de tiempo que permitan verificar operación a mínimo costo (por ejemplo, validar despacho a mínimo técnico de unidades térmicas durante el día) y crear mejores antecedentes de gestión para enfrentar periodos de

⁹⁹ La generación solar en la zona norte de Chile presenta una incertidumbre baja.

operación más complejos del sistema (por ejemplo, durante el periodo de transición solar al final del día).

- Ajustar necesidades de reserva para regulación de frecuencia en la medida que hay cambios en las condiciones de operación del sistema que justifiquen un ajuste a los requerimientos de reserva. Para ello se debe evaluar y definir ventanas de tiempo y condiciones de operación de ERV adecuadas en términos de los requerimientos de reserva para mantener la seguridad y operación a mínimo costo del sistema.
- Alinear la entrega del Pronóstico del Día Siguiente y Programación Semanal de generación ERV, definidos en el Artículo 7-13, a los instantes previos a que se realice una PCP. Por ejemplo, 1 hora antes que se realice la simulación.
- Alinear procesos del proveedor de pronóstico centralizado con el proceso de programación de la operación para de esa manera utilizar en el proceso de programación de la operación los datos más actualizados posibles.
- Se sugiere avanzar también en realizar la programación de la operación los sábados, domingos y festivos. Implementar la política de desarrollar la programación de la operación durante sábados, domingos y festivos es una decisión económica. A futuro se puede evaluar la operación durante los fines de semana para evaluar brechas con su respectivo costo estimado. Dicho costo debería ser comparado con el costo de tener un sistema de turnos y el beneficio que dicho sistema podría traer para la operación económica del sistema.

8.3 Definición de reservas ajustada a la variabilidad percibida en el horizonte de programación

Actualmente en Chile las necesidades de reserva secundaria se segmentan en dos zonas y dos periodos del día para todo el año. Es deseable evaluar, en línea con lo indicado en el Artículo 6-43 de la Norma Técnica, si es posible obtener mejoras de eficiencia de producción en el sistema, sin sacrificar seguridad, mediante formas alternativas de cuantificar las necesidades de regulación de reserva secundaria, por ejemplo segmentando la definición por estaciones (periodos de tres meses), nivel de demanda del sistema, y nivel de producción de ERV presente en cada instante (por ejemplo: 10%, 20%, 30%, 40%, etc.) de penetración de ERV.

8.4 Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema

El pronóstico de la demanda es un insumo crítico para la programación de la operación de corto plazo. Es deseable definir un proceso para mejorar método de proyección de demanda de corto plazo. Por otra parte, dado que la demanda en la zona norte del sistema eléctrico se explica en parte importante mediante consumos de mediano y gran tamaño, es deseable mejorar la coordinación de información entre los clientes libres relevantes y el Coordinador.

En este contexto, se debe revisar la forma en que se aplicarán los requerimientos establecidos en el Capítulo 4 del DS 125, particularmente los aspectos definidos en el Artículo 80 y Artículo 83.

8.5 Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para definición de nuevos servicios

Hay dos factores que crean la necesidad de rampas flexibles: La magnitud de la rampa en 1 hora y 3 horas, al final del horario solar; y la incertidumbre en la magnitud de la rampa en 1 hora, particularmente si se tiene una amplia distribución de probabilidad de variación de la demanda neta.

No es claro que hoy, ni en un horizonte de 2 a 5 años, existan desafíos de incertidumbre en la magnitud de las rampas que requieran acciones particulares del operador del sistema como para realizar cambios en la introducción de un servicio de rampas flexibles. Lo indicado anteriormente es consistente con el criterio que se ha utilizado en California entre el año 2014 y 2019, donde se define el valor del factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta, ϵ , igual a cero (detalles en Sección 5.1). También es consistente con la propuesta de modificación del mecanismo de potencia de suficiencia indicado en la Sección 5.7.2, donde se ha adoptado un criterio similar.

Se sugiere desarrollar un procedimiento mediante el cual se pueda generar información para evaluar la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que hora a hora enfrenta el despachador para así evaluar a futuro si se requiere de un servicio cuyo objetivo sea gestionar, de manera costo eficiente, dicha incertidumbre. Cuando los datos estén disponibles se sugiere realizar una evaluación de costo beneficio.

En caso de que los requerimientos de incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta aumenten a niveles que requieren nuevas medidas de gestión, acompañada de nuevos servicios, el mecanismo de rampa flexible que eventualmente se defina debe evitar el doble pago por la misma capacidad, sobre todo en un contexto donde existe pago por potencia de suficiencia en el mercado. La propuesta de modificación del mecanismo de potencia de suficiencia indicada en la Sección 5.7.2 tiene incorporado un factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta (ϵ), que se incorpora a la definición de Necesidades de Flexibilidad del Sistema. Este factor permite la adaptación del sistema de potencia de suficiencia a nuevos requerimientos de incertidumbre de rampa evitando el doble pago por la misma capacidad.

Adicionalmente, el Coordinador debiera determinar:

- Si es necesario contar con rampa hacia arriba, rampa hacia abajo, o en ambas direcciones.
- En qué zona se requiere el servicio (a nivel de subsistema o a nivel de todo el sistema).
- Cantidad de MW necesarios.
- Requerimientos de tiempo necesarios para hacer efectiva la totalidad de la rampa (90, 60 ó 30 min.).
- El intervalo de tiempo necesario para el requerimiento de rampa.
- Los mecanismos apropiados de precio de escasez para el servicio, en caso de ser necesarios.
- Si unidades que estén apagadas pueden participar para proveer el servicio.
- Forma como el servicio de rampa flexible interactúa con la resolución temporal de la programación del despacho para múltiples intervalos de tiempo.

8.6 Reducir brechas de interpretación en el uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación

La inclusión del parámetro de tiempo mínimo de detención en las restricciones del modelo de programación de corto plazo restringe la flexibilidad del sistema. Es importante notar que las centrales a carbón pueden desconectarse y resincronizarse a la red en periodos menores a 24 horas.

Un mayor número de partidas y detenciones tiene un efecto en el costo de mantenimiento de las unidades. No obstante, el desgaste que se produce por una partida en caliente es menor que el desgaste que se puede producir con una partida en frío. El efecto de las partidas en caliente en emisiones de NOx puede ser mitigado en las unidades que tienen sistemas SCR.

Se sugiere evaluar con proveedores efectos sobre daño metalúrgico acumulativo de materiales expuesto a estrés térmico, riesgo de corrosión, cumplimiento de normativa ambiental, medidas de gestión para mitigar o reducir dichos los aspectos mencionados anteriormente, entre otros.

8.7 Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema

Se debe determinar la factibilidad de operación de centrales a carbón en embancamiento. Para las unidades de generación en que este modo de operación es factible, se debe determinar los costos de embancamiento. Por otra parte, desde la perspectiva de programación de la operación, se debe determinar la forma de incorporar este modo de operación en el programa de operación de corto plazo e implementar dicha mejora.

Por otra parte, dadas las indicaciones del Anexo de Determinación de Mínimo Técnico de Unidades Generadoras, se debe evaluar la factibilidad de que las plantas a carbón operen con 1 pulverizador, 1 silo, y/o combustible alternativo durante operación a mínimo técnico reducido para estabilizar la llama. Definidas nuevas condiciones de operación para mínimos técnicos reducidos, se debe determinar la nueva curva de consumo específico, el costo variable de operación según condición de operación, y su forma de incorporar la curva de costo variable (o al menos el costo variable a mínimo técnico y el costo variable a capacidad nominal) en el programa de operación de corto plazo.

8.8. Aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades

Las unidades que enfrenten un alto ciclaje deben incorporar el efecto en los costos variables de mantenimiento. Para ello, el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles vigente (en carácter de borrador), permite alternativas para su consideración.

No obstante, es crítico notar que la determinación de “*costos de operación intermitente*,” sin contabilizar la “*operación real - intermitente*” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los “*costos de operación intermitente*”.

Se sugiere revisar el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles para dar mayor definición a consideraciones respecto de unidades que operan con ciclaje persistente.

8.9. Revisión de requerimientos de normativa ambiental (DS 13) aplicable a centrales a gas

La definición de un estándar de emisiones para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuente con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua el turndown relativo de una central de ciclo combinado es menor que el turndown relativo de una central a carbón.

Respecto de opciones para la definición de un límite de emisión diferenciado para unidades a gas operando con carga parcial, se sugiere revisar el estudio “Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes” [12].

9. Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia

Tomando como referencia lo ilustrado en la Figura 2 (Pg. 33) y Sección 3.2.1 (literal d.), se identifica la oportunidad de revisar la definición del Control Rápido de Frecuencia. Si bien se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo distintos, es crítico notar que en la definición realizada en la Re CNE N° 801 de 2018 tanto el Control Primario de Frecuencia como el Control Rápido de Frecuencia deben responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea.

En función de lo indicado anteriormente, existe la oportunidad de:

- Desacoplar las funciones del Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia (CRF): Particularmente haciendo que el Control Rápido de Frecuencia actúe sólo cuando la frecuencia del sistema disminuye respecto de un umbral predefinido. En caso de un sistema con una alta penetración de energía renovable variable donde por reducción de la inercia del sistema se tenga un mayor riesgo ante condiciones de falla, incluso se puede segmentar el Control Rápido de Frecuencia en dos servicios (CRF 1 y CRF 2) con escalones diferenciados de activación y características de respuesta (recursos) distintas. Un segundo escalón de Control Rápido de Frecuencia se puede dejar para condiciones en que los efectos de la falla persisten y/o condiciones de emergencia.
- Evaluar la necesidad de que el Control Rápido de Frecuencia, sobre todo si es provisto por sistemas de almacenamiento (por ejemplo: Baterías), se requiera prestar mediante una banda de regulación simétrica. Es decir, por eficiencia económica en el uso de infraestructura, la reserva por subfrecuencia pueda ser tratada de manera distinta y desacoplada de la reserva por sobrefrecuencia.

10. Desafíos relacionados a exigencias de diseño de las instalaciones de PMGDs

Los Pequeños Medios de Generación Distribuidos deben operar en forma estable, conectados al Sistema Interconectado, ante variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación de sobre y subfrecuencia al menos durante los tiempos que se indican en el Artículo 4-37 de la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.

Como se indicó en la Sección 5.3, si la frecuencia del sistema permanece bajo 49 Hz por un periodo de 90 segundos o superior, se tiene el riesgo que los PMGDs que están operando se desconecten debido al cumplimiento del requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; comprometiendo la confiabilidad de la operación.

Se sugiere revisar el requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; particularmente, considerar los requerimientos establecidos en la última revisión del IEEE Std 1547 – 2018 (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces) respecto de los requerimientos mandatorios de desconexión por frecuencia y los requerimientos de “ride-through” ante perturbaciones en la frecuencia.

11. Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación

Actualmente los costos de partida y detención no se remuneran en el mercado eléctrico chileno. Hay dos maneras de remunerar los costos de partida y detención de unidades térmicas:

- Modificar la declaración de costos variables de manera que ésta incluya, en cierta forma, los costos de partida y detención de unidades térmicas. Con esta medida se afecta la remuneración (y consecuentemente los costos de retiro) de todo el mercado,
- Reconocer los costos mediante un procedimiento y remunerar dichos costos mediante un pago adicional complementario, sin afectar la señal de costo marginal de energía.

La regulación vigente no cuenta con un mecanismo directo para incluir los costos de partida y parada.

Una alternativa que se podría evaluar es, para el caso de centrales que utilicen carbón, considerar los costos de partida y parada dentro del ítem de mermas que se incluye para el cálculo del precio de combustible (se puede establecer un método de cálculo en función del número de partidas incurridas en un periodo determinado y el despacho proyectado en un periodo también determinado). Para el caso de centrales que utilicen combustibles líquidos y gas, si bien el ítem mermas no está definido, es algo que se podría evaluar definir para representar costos de partida y parada.

Es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los de “costos de operación intermitente”.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier y I. Pérez-Arriaga, «Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options,» *Energy Policy*, vol. 35, nº 9, pp. 4545-4554, 2007.
- [2] Astrape Consulting, «Flexibility Metrics and Standards Project — California Energy Systems for the 21st Century Project».
- [3] I. Pérez-Arriaga, *Regulation of the Power Sector*, Springer, 2013.
- [4] A. Kahn, *The economics of regulation*, MIT Press, 1988.
- [5] Synex, Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas, y Estudios Energéticos Consultores, «Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile,» Desarrollado para Generadoras AG, 2018.
- [6] A. Ross, J. Beesemyer y D. Rhodes, *A Prescriptive Semantic Basis for System Lifecycle Properties*, Cambridge, Massachusetts: SEAr Working Paper Series. Massachusetts Institute of Technology, 2012.
- [7] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nº 1, pp. 57 - 66, 2015.
- [8] K. A.-R. e. al., «Enhanced system reliability using flexible ramp constraint in CAISO market,» in *Proc. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012.
- [9] NREL, *Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems*, 2012.
- [10] B. Maluenda, J. Moreno, D. Holaschutz y E. Gil, «New Market Interactions in the Chilean Electricity System with High Integration of Variable Renewable Energy,» de *41st IAAE International Conference*, Groningen, 2018.
- [11] M. -. PSR, «Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes,» 2019.
- [12] Inodú, «Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes,» Ministerio de Energía, Santiago, 2017.
- [13] inodú, «Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades a carbón en Chile,» Preparado para GIZ, 2018b.

- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, *Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón*, 2018.
- [15] Inodú, «Renewable Energy Integration Opportunities in Chile,» MIT, May 2018. [En línea]. Available: <http://sdm.mit.edu/renewable-energy-integration-opportunities-in-chile/>. [Último acceso: October 2018].
- [16] C. Bozzuto, «Potential for two shift operation for pulverized coal power plants,» October 1, 2018.
- [17] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik y S. Nagl, «Do we need an additional flexibility market in the electricity system? - A system-economic analysis for Europe».
- [18] MISO, *Resource Adequacy Business Practices Manual (Manual N° 011)*, 2018.
- [19] I. Pérez-Arriaga y C. Meseguer, «Wholesale marginal prices in competitive generation markets,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 12, nº 2, 1997.
- [20] J. Perez-Arriaga, «Principios Económicos Marginalistas en los Sistemas de Energía Eléctrica,» Informe Técnico IIT-93-044, 1994.
- [21] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 13-06-024: Decision adopting local procurement obligations for 2014, a flexible capacity framework, and further refining the resource adequacy program*, 2013.
- [22] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 14-06-050: Decision Adopting Local Procurement and Flexible Capacity Obligations for 2015, and Further Refining the Resource Adequacy Program*, 2014.
- [23] California ISO, *Decision on flexible resource adequacy criteria and must-offer obligation*, 2014.
- [24] Public Utilities Commision of the State of California, *Decision 17-06-027: Decision adopting local and flexible capacity obligations for 2018 and refining the resource adequacy program*, 2017.
- [25] CPUC Workshop, *Flexibility metrics and standards project - a California Energy System for the 21st Century (CES-21) Project*, January 6, 2016.
- [26] Astrape Consulting, *Study of 2012 LTPP Base Scenario for CAISO System in 2022 (Prepared for PG&E)*, 2014.
- [27] Charles River Associates, *Southwest Power Pool (SPP) WITF Wind Integration Study*, 2010.
- [28] S. Makridakis, E. Spiliotis y V. Assimakopoulos, «The M4 Competition: Results, findings, conclusion and way,» *International Journal of Forecasting*, vol. 34, p. 802–808, 2018.

- [29] W. Mahoney y et al., «A wind power forecasting system to optimize grid integration,» *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 3, nº 4, pp. 670 - 682, 2012.
- [30] P. Du, *ISO experiences with stochastic wind forecasting - ERCOT*.
- [31] GE Energy Consulting, «PJM Renewable Integration Study. Task Report: Review of Industry Practice and Experience in the Integration of Wind and Solar Integration. Appendix B: Information on Selected Variable Generation Forecasting Factors in North America,» 2012.
- [32] National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), «Global Ensemble Forecast System (GEFS)».
- [33] ERCOT, «2016 Key Performance Indicator (KPI) Review,» 2016.
- [34] L. Xu y D. Tretheway, *Flexible Ramping Products: Incorporating FMM and EIM. Draft Final Proposal*, California ISO, 2014.
- [35] R. Kalaskar, *Flexible ramping product performance discussion*, Market Surveillance Committee Meeting, California ISO, 2018.
- [36] MISO Market Subcommittee, *Ramp Capability Product Performance Update*, 2016.
- [37] MISO Market Renewal Working Group, *MISO Market Overview*, 2018.
- [38] E. Avallone, *Market Design Concepts to Prepare for Significant Renewable Generation. Flexible Ramping Product: Market Design Concept Proposal*, Rensselaer: Market Issues Working Group. ISO New York Independent System Operator, 2018.
- [39] D. Schiro, *Procurement and Pricing of Ramping Capability, Technical Session 3*, Marlborough, MA: ISO New England, 2018.
- [40] California ISO, *Flexible Resource Adequacy Criteria and Must Offer Obligation - Phase 2*, 2018.
- [41] inodú, *Mejora continua de programación de la operación - Contexto de retraso de la línea Cardones - Polpaico*, Estudio desarrollado por inodú para El Pelicano Solar Company., 2018c.
- [42] C. Henderson, «Increasing the flexibility of coal-fired power plants,» IEA Clean Coal Centre, 2014.
- [43] E. Danneman y S. Beuning, «Wind integration - System and generation issues,» de *Proceedings of the ASME 2010 Power Conference*, July 13-15, 2010, Chicago, Illinois, USA, 2010.

- [44] J. Haywood, «Combined Cycle Gas Turbine Startup Emissions - Quantification Methodology and Permitting Strategies,» de *Presented at the Power Plant Pollutant and Effluent Control MEGA Symposium: Best Practices and Future Trends*, Baltimore, MD, August 20 - 23, 2018.
- [45] N. Kumar, S. Besuner, S. Lefton y D. Agan, *Power Plant Cycling Costs*, Intertek APTECH. NREL, 2012.
- [46] EPRI, *Damage to Power Plants Due to Cycling*, 2001.
- [47] EPRI, *Proceedings: 1994 EPRI Fossil Plant Cycling Conference*, 1994.
- [48] inodú, *Flexibilizar la Operación de Centrales Convencionales en Chile*, Santiago: Latam - Flexibility Conference. Engie Laborelec, 2016.
- [49] Scott Paul P.E., «Asset Preservation - Mothballing and lay-up,» de *Proceedings of ASME Power 2004 (Power2004-52053)*, Baltimore, MD, March 30 - April 1, 2004.
- [50] NFPA 850, «Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Converter Stations,» 2010.
- [51] inodú, *The interactions between effluent temperature limits for thermoelectric facilities and the operations of power systems with high levels of renewable energy integration*, Chattanooga, TN: Fifth Thermal Ecology and Regulation Workshop, 2018b.
- [52] S. Newell, R. Carroll, P. Ruiz y W. Gorman, *Cost-Benefit Analysis of ERCOT's Future Ancillary Services (FAS) Proposal*, The Brattle Group, 2015.
- [53] A. e. a. Sakti, «Enhanced representations of lithium-ion batteries in power systems models and their effect on the valuation of energy arbitrage applications,» *Journal of Power Sources*, vol. 342, p. 279e291, 2017.
- [54] COES, *Resolución N° 179-2017-OS/CD: Determinación de Costos Marginales de Corto Plazo. Aprobado por Osinergmin*, 2017.
- [55] M. C. Caramanis, R. E. Bohn y F. C. Schweppe, «System security control and optimal pricing of electricity,» *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 9, nº 4, pp. 217 - 224, 1987.
- [56] FERC, *Order No. 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*, 2011.
- [57] ABB, *Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC*, 2015.
- [58] FERC, *Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 2018.

- [59] E. E. K. B. M. M. Denholm P., «The role of energy storage with renewable electricity generation,» Technical Report NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2010.
- [60] e. a. Koritarov V., «Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States,» Technical Report ANL/DIS-14/7, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, 2014.
- [61] e. a. Patrick J. Balducci, «Assigning value to energy storage systems at multiple points in an electrical grid,» *Energy & Environmental Science*, vol. 11, pp. 1926 - 1944, 2018.
- [62] Energyzt, «Overview of Market Participation by Energy Storage in the U.S.,» *Memo preparado para inodú como parte de proyecto GIZ*, 22 February 2019.
- [63] FERC, «18 CFR Part 35: Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators,» 6 March 2018.
- [64] A. S. A. F. O. AUDUN BOTTERUD, «COMMENTS REGARDING PROPOSED RULEMAKING ON ELECTRIC STORAGE PARTICIPATION IN MARKETS».
- [65] FERC, «Western Grid Development, LLC, Docket No. EL 10-19-000, 130 FERC 61,056, Issued January 21, 2010».
- [66] California ISO, «Storage as Transmission Asset: Enabling transmission connected storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to also access other market revenue streams,» 30 March 2018.
- [67] FERC, «Nevada Hydro Co., 117 FERC 61,204 (2006)».
- [68] FERC, «Nevada Hydro Co. 122 FERC 61,272 (2008)».
- [69] FERC, «Nevada Hydro Company, Inc. Docket No. EL18-131-000. 164 FERC 61,197. September 20, 2018».
- [70] Texas PUC, «Order of the Texas PUC, Docket No. 35994 (Texas PUC April 6, 2009),».
- [71] FERC, «158 FERC ¶ 61,051: Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery,» *Docket No. PL17-2-000*, 19 January 2017.
- [72] MISO, «Midcontinent Independent System Operator, Inc.'s Filing to Revise Tariff as Necessary in Compliance with Order No. 841.,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [73] MISO, *Docket No. ER19-____-000: Prepared direct testimony of Kevin A. Vannoy*, 2018.

- [74] California ISO, «California Independent System Operator Corporation. Compliance with Order No. 841,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [75] ISO-NE, «Revisions to ISO New England Inc. Transmission Markets and Services Tariff in Compliance with FERC Order 841,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [76] NY-ISO, «New York Independent System Operator, Inc.; Compliance Filing and Request for Extension of Time of Effective Date,» *Docket Nos. RM16-23-000, AD16-20-000, ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [77] PJM Interconnection LLC, «Order No. 841 Compliance Filing ESR Markets and Operations Proposal,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [78] Southwest Power Pool, Inc, «Compliance filing of Southwest Power Pool, Inc,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [79] MISO, *Electric Storage Resource (ESR) Proposal Review*, 2018.
- [80] FERC, «Centralized capacity market design elements,» *Commission staff report AD13-7-000*, 23 August 2013.
- [81] C. Baldwin y K. Clark, *Design Rules: Volume 1. The Power of Modularity*, The MIT Press, 2000.
- [82] NERC, «Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning,» 2011.
- [83] A. Keane, M. Milligan, C. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan y L. Söder, «Capacity Value of Wind Power,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 2, pp. 564 - 572, May 2011.
- [84] R. D. e. al, *Capacity value of solar power*, San Diego, CA, 2012.
- [85] L. Söder y M. Amelin, *A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit*, Pittsburgh, PA, 2008.
- [86] L. L. Garver, «Effective load carrying capability of generating units,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 85, nº 8, pp. 910 - 919, 1966.
- [87] M. Milligan, B. Frew, E. Ibanez, J. Kiviluoma, H. Holttinen y L. Söder, «Capacity Value assessments of wind power,» *WIREs Energy and Environment*, vol. 6, January/February 2017.
- [88] M. Amelin, «Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 24, nº 2, May 2009.

- [89] H. Hamoud, «Probabilistic assessment of interconnection assistance between power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 2, pp. 535-542, 1998.
- [90] B. Hasche, A. Keane y M. O'Malley, «Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 420-430, 2011.
- [91] California Public Utility Commission, «Public Utilities Code, Section 399.26 (d)».
- [92] California Public Utility Commission, «Current trends in California's Resource Adequacy Program,» *Energy Division Working Draft Staff Proposal*, 16 February 2018.
- [93] MISO, «Planning year 2019 - 2020: Wind & Solar Capacity Credit,» December 2018.
- [94] MISO, *Capacity Determination for Electric Storage Resource under Order 841*, 2018.
- [95] MISO, *Capacity Determination for Electric Resource under 841. Issue ID: RASC007*, 2018.
- [96] Narvik, *Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados*, 2017.
- [97] Systep, *Estudio técnico-regulatorio del mercado de potencia en Chile*, 2018.
- [98] Centro de Energía de la Universidad de Chile, *Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia en suficiencia en sistemas eléctricos flexibles*, 2017.
- [99] Public Utilities Commission of the State of California, *2019 Filing Guide for System, Local and Flexible Resource Adequacy (RA) Compliance Filings*, 2018.

8 ANEXO 1: Características Físicas y Operacionales de Sistemas de Almacenamiento según MISO

Characteristic	Description [72]
State of Charge	The Energy, Capacity, Spinning Reserve, Supplemental Reserve and/or Regulating Reserve available to the Transmission Provider's markets.
Maximum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
Minimum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
Hourly Economic Maximum Charge Limit	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
Hourly Economic Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
Minimum Charge Time	The minimum duration that an ESR is able to Charge.
Maximum Charge Time	The maximum duration that an ESR is able to Charge.
Minimum Discharge Time	The minimum duration that an ESR is able to Discharge.
Maximum Discharge Time	The maximum duration that an Electric Storage Resource is able to Discharge.
Hourly Economic Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
Hourly Economic Minimum Charge Limit	The minimum withdrawal MW level at which an Electric Storage Resource may operate under normal system conditions.
Hourly Discharge Ramp Rate	The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Discharge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Discharge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to either increasing or decreasing

Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Discharge Limit.

Hourly Charge Ramp Rate	The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Charge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Charge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to either increasing or decreasing Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Charge Limit.
Hourly Regulation Maximum Charge Limit	The maximum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
Hourly Regulation Minimum Charge Limit	The minimum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
Hourly Regulation Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
Hourly Regulation Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
Emergency Maximum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
Emergency Minimum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an Electric Storage Resource is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
Hourly Emergency Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
Hourly Emergency Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
Hourly Emergency Maximum Charge Limit	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
Hourly Emergency Minimum Charge Limit	The minimum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.

**Hourly Electric Storage Resource
Efficiency Factor**

An operating characteristic of an ESR that is the amount of increase in Energy Storage Level for each 1 MW of Charge Energy withdrawn by that ESR.