



---

# GPM

---

Análisis Reglamento de Potencia de Suficiencia

Informe N°202103-215 (Versión Definitiva)

25 de marzo de 2021

Contenido

1	Resumen Ejecutivo .....	3
2	Introducción.....	5
3	Antecedentes Generales Estrategia de Flexibilidad .....	7
4	Propuesta del Ministerio de Energía .....	9
4.1	Tratamiento de la demanda.....	9
4.2	Reconocimiento de potencia de suficiencia a la oferta. ....	9
4.3	Modificar criterios relevantes en potencia de suficiencia. ....	10
4.4	Incorporar requerimiento sistémico y atributo de flexibilidad en la potencia de suficiencia. ....	11
5	Incorporación de atributos de flexibilidad en potencia de suficiencia. ....	13
6	Comentarios a las propuestas de las empresas. ....	16
6.1	Nivel de Utilización de Unidades.....	16
6.2	Respecto a la “sobreinсталación” y al margen de reserva teórico.....	16
6.3	Neutralidad tecnológica. ....	19
6.4	Señal a la demanda. Generación diésel. ....	20
7	Comentarios y sugerencias a la propuesta del Ministerio de Energía. ....	21
7.1	Tratamiento de la potencia para la demanda. ....	21
7.2	Reconocimiento de potencia de suficiencia a la oferta. ....	21
7.3	Modificar criterios relevantes en potencia de suficiencia. ....	22
7.4	Incorporar requerimiento sistémico y atributo de flexibilidad en la potencia de suficiencia. ....	23
8	Comentarios finales.....	26
Anexo.	Exposiciones participantes de las mesas de trabajo.....	28
1.	Generadoras de Chile A.G. ....	28
2.	Inodú. ....	28
3.	Esteban Gil.....	28
4.	Asociación de concentración solar de potencia. ....	29
5.	GPM A.G. ....	29
6.	Inkia y Prime Energía. ....	30
7.	Acera. ....	30
8.	Energie. ....	30
9.	Colbún. ....	30
10.	Aes Gener. ....	31
11.	Enlasa. ....	31

12.	APEMEC.....	31
13.	Acenor y Consejo Minero.....	31
14.	Francisco Muñoz.....	31
15.	Wartsila.....	32
16.	Diagnóstico del Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.....	32



## 1 Resumen Ejecutivo

El Ministerio de Energía (“Ministerio”) puso a disposición de los agentes del sector eléctrico una propuesta conceptual para un nuevo reglamento de potencia de suficiencia (“Propuesta”), todo ello como parte de la *Estrategia de Flexibilidad* publicada el segundo semestre de 2020. La Propuesta se elaboró tras las presentaciones de la industria (gremios, académicos y consultores) en mesas de trabajo convocadas por el Ministerio para estos efectos, y abarca cuatro ejes principales: (i) señales de eficiencia para la demanda, (ii) reconocimiento de la suficiencia de la oferta, (iii) actualizar criterios relevantes con que se aplican las metodologías de reconocimiento y asignación de pagos de potencia, y (iv) incorporación de atributos y requerimientos de flexibilidad en la potencia de suficiencia.

Respecto a los argumentos, diagnósticos y posturas entregados durante las mesas de trabajo cabe destacar los siguientes:

### **Sobreinstalación:**

Tanto actores de la industria como la autoridad han señalado que existiría actualmente una *sobreinstalación* del parque generador, a partir de la utilización de métricas como el margen de potencia, o de comparar la capacidad instalada y la demanda máxima. Sin embargo, la utilización de estos indicadores tradicionales no resulta adecuada en el contexto actual, pues no da cuenta de la disponibilidad efectiva de los recursos renovables eólico y solar en momentos de mayor exigencia del sistema. Asimismo, este análisis no contempla que la participación de centrales que aportan suficiencia al sistema (como las térmicas) ha ido disminuyendo en relación al total del parque, situación que se acrecentará con la descarbonización de la matriz de energía.

### **Nivel de utilización de las unidades**

Se argumentó que el reconocimiento del aporte de potencia tendría que tener un correlato con la generación de las unidades. Conceptualmente esto es incorrecto bajo el esquema de mercado mayorista basado en costos marginales de energía y potencia. Un uso elevado de instalaciones que originalmente se incorporaron al sistema con el fin de obtener los retornos a partir de una operación no de base, podría reflejar una desadaptación del parque generador, al no contar con energía base suficiente y recurrir a centrales de altos costos de operación.

### **Neutralidad tecnológica**

Se señaló que se debía reconocer en forma diferenciada a ciertas tecnologías. Esto es conceptualmente incorrecto, pues la remuneración eficiente es la que identifica adecuadamente el aporte de suficiencia, sin importar su tecnología. Además, es regulatoriamente infactible, pues la ley no permite que se efectúe este tipo de discriminaciones a nivel reglamentario.



Por otro lado, en relación a lo propuesto por la autoridad podemos comentar lo siguiente:

### **Margen de reserva**

La Propuesta no considera modificar la definición de margen de reserva de forma tal que se identifique adecuadamente el margen de potencia efectivo con que el sistema cuenta, considerando la variabilidad horaria de la energía renovable variable, sobreestimando la suficiencia del parque generador.

### **Antecedentes numéricos**

Modificaciones metodológicas tan relevantes y profundas como las planteadas hacen necesario que las estimaciones efectuadas por la autoridad sean expuestas en forma detallada, y no agregada. Esto es particularmente relevante en modelos complejos (como ELCC y ECP), en los que los resultados dependen de los supuestos y variables consideradas en cada aplicación en particular.

### **Factor de eficiencia económica**

El factor propuesto como parte de la *potencia flexible* no resulta coherente como señal de eficiencia, toda vez que se considera sólo la generación a partir de los costos variables (que, a su vez, no es consistente con el concepto de suficiencia). La eficiencia en el mercado de la potencia debe reconocer, al menos, variables que tengan relación con la instalación de las centrales (como costo de la tecnología, ubicación, costo por kW instalado, etc.), sin depender de la generación real o esperada. La generación y sus costos son parte del mercado de la energía; la mezcla de ambos mercados puede crear un problema regulatorio.

En este sentido, es relevante que las señales estén orientadas a obtener recursos que permitan dar flexibilidad; es esperable que los agentes busquen los recursos más eficientes para entregarla.

### **Transitoriedad**

Si bien se explicitaron algunas medidas transitorias, es relevante que se muestre en su conjunto cómo serían aplicadas las nuevas metodologías, y cómo esta aplicación resulta coherente con entregar señales de largo plazo en la suficiencia sin comprometer la certeza regulatoria de inversiones ya realizadas.

Finalmente, y a modo de comentario general, no está claro que las propuestas en su conjunto permitan un desarrollo de la matriz que se adapte al contexto esperado de alta penetración de energía renovable variable, almacenamiento, demandas móviles y creciente descarbonización. En efecto, la Propuesta combina dos factores en un mismo producto, la potencia de suficiencia ponderada con la flexibilidad, por lo que cabe preguntarse si en definitiva se ponen en riesgo ambos atributos al no entregar al mercado las señales necesarias para un desarrollo transparente y eficiente de la matriz.



## 2 Introducción

El Ministerio de Energía ha estado trabajando en una estrategia de flexibilidad para el mercado eléctrico (la “Estrategia de Flexibilidad”) con el objeto de definir acciones para disponer de señales de mercado, que permitan el desarrollo instalaciones que cuenten con atributos *flexibles* en el Sistema Eléctrico Nacional, para que éste se desarrolle de forma segura, eficiente y sostenible.

En este contexto el Ministerio definió la *flexibilidad* como la “capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo” y estableció un plan de trabajo de cambios normativos tendientes a lograr el objetivo señalado.

Así, la autoridad determinó que en el reglamento de Potencia de Suficiencia en el que se analizarían, al menos, los siguientes temas:

- Condiciones de mayor exigencia del sistema eléctrico y asignación de pagos a instalaciones que sean suficientes para el abastecimiento de la demanda;
- Métodos probabilísticos para determinar reconocimiento del aporte de cada central a la suficiencia, que no dependa de su tecnología;
- Asignación a la demanda y señales que permitan que esta responda, así como asignar adecuadamente sus costos;
- Precio de la potencia bajo distintos niveles de capacidad, que refleje adecuadamente la oferta disponible y los requerimientos de demanda;
- Esquemas transitorios para cada propuesta, de forma tal de no afectar la certeza regulatoria para inversiones de largo plazo;
- Contar con señales de largo plazo que incentiven la inversión en instalaciones flexibles, que permitan cubrir de manera eficiente los requerimientos de rampa de demanda neta en el sistema; y,
- Establecer metodologías que permitan reconocer el aporte a la suficiencia de centrales de generación con capacidad de regulación y con capacidad de almacenamiento.

Para este trabajo el Ministerio organizó 10 mesas de trabajo, con seis instancias para que empresas, gremios e interesados presentaran sus posturas al respecto, y cuatro en que el Ministerio de Energía junto con la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) mostraron las propuestas conceptuales del nuevo reglamento de potencia, elaboradas a partir de estudios efectuados por académicos y expertos.

Al finalizar la ronda de discusiones, el Ministerio envió un documento con las propuestas conceptuales de lo que serían los principales aspectos y modificaciones que tendría el nuevo reglamento de potencia. Esta propuesta ha sido puesta a disposición del sector para sus comentarios.

A estos efectos, el presente informe contiene un análisis de los siguientes tópicos que se visualizan en la propuesta del Ministerio:

1. Consideración del atributo de flexibilidad en la potencia de suficiencia;
2. Antecedentes, justificaciones, evidencia y cálculos mostrados en el desarrollo de las mesas por parte de la autoridad;
3. Propuesta del regulador:
  - i. Tratamiento de la potencia para la demanda.
  - ii. Reconocimiento de potencia de suficiencia a la oferta.

- iii. Modificación de criterios relevantes en potencia de suficiencia.
- iv. Incorporación de requerimientos sistémicos y atributos de flexibilidad en la potencia de suficiencia.

El objetivo de este informe es efectuar un análisis crítico respecto a la discusión llevada a cabo en las señaladas instancias de participación que organizó el Ministerio, estudiando tanto los antecedentes mostrados por los agentes participantes como las propuestas de la autoridad, y los fundamentos en los cuales se basa.

El presente documento se estructura comenzando con el contexto y antecedentes generales, para luego evaluar los antecedentes e información expuesta por los agentes en las señaladas mesas de trabajo, analizar la incorporación de atributos de flexibilidad manteniendo el modelo de mercado actual (radicándolo en la potencia de suficiencia), y finalmente efectuando un análisis crítico específico de las medidas propuestas para el nuevo reglamento de potencia de suficiencia.



### 3 Antecedentes Generales Estrategia de Flexibilidad

A mediados del año 2020 el Ministerio y la CNE publicaron la *Estrategia de Flexibilidad* para el sistema eléctrico nacional. Esta estrategia se enmarca en los cambios tecnológicos que Chile y el mundo están experimentando en los sistemas eléctricos, tanto debido a la incorporación masiva de energía renovable variable, como por la incorporación de instalaciones que permiten almacenar y gestionar la energía.

Así, actualmente se encuentra en discusión si los modelos concebidos bajo otros contextos son adecuados para propender a una matriz eficiente y sostenible en el largo plazo. En particular, cómo se deben adaptar las señales de corto y mediano plazo para los distintos agentes, y cómo deben ser remunerados los atributos necesarios para este objetivo. Evidentemente, esto se entrelaza con las circunstancias sociales y políticas en que se desarrollan cada uno de estos mercados.

En el caso particular de Chile, la discusión se efectúa bajo un escenario en donde se busca avanzar en la descarbonización de la matriz energética, aprovechar los recursos renovables variables como el sol y el viento, junto con regulaciones ambientales cada vez más exigentes, dificultad de desarrollar líneas de transmisión y exigencias sociales de contar con una seguridad y calidad de servicio cada vez mayores, abogando a la vez por proyectos menos contaminantes.

En este escenario, la Estrategia de Flexibilidad contempla el sistema mayorista actual del mercado eléctrico basado en la remuneración a través de costos marginales de energía y potencia (este último, a través de la determinación administrativa del precio y la cantidad a partir del comportamiento de la demanda y características de la oferta), más un mercado de servicios complementarios híbrido, que puede funcionar a través de ofertas (subastas) o costos.

Los argumentos esgrimidos respecto a cambios más profundos a este modelo responden a que en los últimos años los costos y precios han ido en constante baja, de la mano con un aumento exponencial en la participación de nuevos competidores<sup>1</sup>. Así, pasar a sistemas que podrían ser más adecuados para enfrentar este cambio tecnológico, como mercado de ofertas de energía, mercados diferenciados del día anterior e intra-diaros, mercados de oferta de potencia, participación directa de la demanda, u otros, podría conllevar riesgos de ralentizar esta creciente evolución del mercado, debido a la incertidumbre que podría generar.

De esta manera, la Estrategia de Flexibilidad pretende incorporar modificaciones a nivel reglamentario y normativo cuyo objetivo sería generar las señales de mercado que permitan reconocer y remunerar, en el corto y largo plazo, a las instalaciones y su operación, en cuanto éstas aporten la flexibilidad necesaria, propendiendo a una matriz eléctrica segura, eficiente y sostenible. La Estrategia de Flexibilidad fue estructurada en tres ejes principales, cada uno con cuatro medidas concretas y específicas:

#### Eje 1: Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible.

- i. Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia.
- ii. Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad.
- iii. Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro.

---

<sup>1</sup> Esto sin perjuicio de que, si bien el número de competidores en generación ha aumentado, el porcentaje de concentración de mercado de los principales agentes sigue siendo elevado.



- iv. Monitorear y evaluar el mercado de Servicios Complementarios.

## **Eje 2. Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles**

- i. Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema.
- ii. Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento.
- iii. Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos.
- iv. Permitir la incorporación de proyectos piloto.

## **Eje 3. Operación flexible del sistema.**

- i. Perfeccionar la señal del costo marginal de energía.
- ii. Perfeccionar el proceso de programación de la operación.
- iii. Perfeccionar la operación en tiempo real.
- iv. Tratamiento de desvíos de generación y demanda.

En particular, el punto I del primer eje, y el punto I del segundo eje, implicaban necesariamente la elaboración de un nuevo reglamento que regulara la potencia de suficiencia en sus distintos aspectos. Así el Ministerio publicó un documento con la propuesta conceptual de esta regulación para observaciones.



## 4 Propuesta del Ministerio de Energía

Tal como señalamos en el punto anterior, el Ministerio estableció cuatro ejes temáticos a partir de los cuales expusieron los principales elementos del nuevo reglamento. Éstos se relacionan con las señales de eficiencia entregadas a la demanda, con la forma de reconocer la suficiencia a cada tecnología por su aporte sin discriminación por tipo de tecnología, en modificar criterios relevantes con que se aplican las metodologías de reconocimiento y asignación de pagos, y cómo se incorporarían los atributos y requerimientos de flexibilidad en la potencia de suficiencia.

Asimismo, la Propuesta contempla incorporar periodos de transición en el cálculo de distintos parámetros, con el objeto de que el parque se adapte de manera paulatina. Sin embargo, el detalle en tiempo y variables a ser consideradas en el periodo de transición fueron omitidos en la Propuesta.

En los numerales siguientes se describen, en términos generales, algunos aspectos de la Propuesta:

### 4.1 Tratamiento de la demanda.

Uno de los temas que ha estado en constante debate en la regulación de la potencia de suficiencia se refiere a la definición del período de punta y su consistencia con las horas de mayor consumo de los clientes. En efecto, han existido distintas determinaciones respecto de dicho período que han ido variando durante el tiempo. Estas variaciones son respecto a las horas en que se define, a cuándo debe realizarse la medición (todo el año o en horas de los meses de invierno) y a cuáles son los meses considerados dentro del período de invierno. En este mismo orden de ideas, la experiencia con los horarios en que se han fijado las mediciones de la demanda máxima ha mostrado que el comportamiento de los consumidores (principalmente industriales) cambia y, por tanto, la demanda máxima se suele desplazar en sus horarios.

La propuesta del Ministerio pretende corregir estos aspectos, para lo cual ha planteado:

- a. **Definir el horario de control de punta**, considerando que las horas de mayor estrés para el sistema se determinen en función de métricas de confiabilidad probabilísticas.
- b. **Definir y homologar horas en que se determina la demanda punta del sistema y la demanda de cada cliente**, es decir, que las de cada cliente correspondan a las del sistema, las que, a su vez, serán las definidas como aquellas con mayor probabilidad de pérdida de carga.
- c. **Mecanismo dinámico para la participación de la demanda**, en el que el Coordinador definirá un horario en el que se requiera que la demanda disminuya su consumo en el corto plazo, a partir de horas con alta probabilidad de pérdida de carga no consideradas en el literal a. También se señala que *“Incluso puede existir la posibilidad de que el mecanismo de corto plazo considere completamente las horas contenidas en el análisis ex post”*.

### 4.2 Reconocimiento de potencia de suficiencia a la oferta.

El actual reglamento fue elaborado en la primera mitad de los 2000, iniciando su vigencia en 2006 (sin perjuicio que su aplicación efectiva recién fue en 2016). Así, las metodologías que ahí se encuentran establecidas basan el reconocimiento de potencia en un esquema que resultaba coherente para una matriz exclusivamente hidrotérmica, esto es, con un gran detalle para el cálculo del aporte de las centrales hidráulicas (con y sin capacidad de regulación) y la valoración de la disponibilidad de los insumos para generación, en el caso de las térmicas. Una década y media después, el panorama es diferente: una fuerte penetración de energías renovables no convencionales no consideradas en la regulación original, sumado al avance de otros mercados en metodologías que reflejarían de forma adecuada el aporte a la suficiencia,

hacen necesario avanzar en una propuesta acorde con el nuevo contexto de la matriz energética respecto al reconocimiento a la oferta.

Así, la propuesta del Ministerio propone modificar la cuantificación del aporte a la suficiencia por parte de las unidades generadoras, a través de la aplicación de metodologías ya utilizadas a nivel internacional, probabilísticas e implementadas a través de simulaciones. Se presentaron las dos alternativas más utilizadas:

- a. **ECP (Equivalent conventional power)**. Mide el aporte a la suficiencia de una central específica en base a comparaciones entre la capacidad de dicha central con respecto a una planta convencional referencial (central de punta), buscando determinar, para una planta específica, su equivalencia en MW de la planta referencial.
- b. **ELCC (Effective load carrying capability)**. Mide el aporte a la suficiencia de una central específica en base a comparaciones entre la capacidad de dicha central y la demanda, buscando determinar cuántos MW de demanda se pueden abastecer de manera confiable (con un objetivo de confiabilidad) con dicha planta.

De ambas alternativas, el Ministerio propone utilizar ELCC.

#### **4.3 Modificar criterios relevantes en potencia de suficiencia.**

La normativa actual contempla varias etapas de cálculo y criterios de aplicación para la potencia de suficiencia. La experiencia ha permitido identificar aquellos aspectos inconsistentes o cuyos resultados muestran falta de coherencia entre los objetivos de la regulación y lo que se obtiene tras implementarlos. Con respecto a la oportunidad de cálculo, la propuesta contempla mantener un esquema de aplicación con un cálculo preliminar y uno definitivo una vez que se verifica la operación, con 12 mensualidades que se reliquidan al año siguiente.

Se propone modificar los siguientes criterios relevantes:

##### **a. Definición de subsistemas de potencia.**

Se propone que éstos tengan una validez anual, año calendario, y que sean fijados cuatrienalmente, con revisiones anuales, en que se analizan desacoples de corto y largo plazo, desajustes de oferta y demanda, probabilidad zonal de pérdida de carga.

##### **b. Determinación y aplicación del Margen de Reserva Teórico.**

En régimen permanente, disminución del MRT a cero cuando el margen de potencia es igual o superior a 1,2.

En régimen transitorio, determinar una curva tal que el valor máximo de margen de potencia implique el punto de inflexión para la caída del MRT.

En la primera etapa del régimen transitorio, incorporar un período de estabilidad de la señal donde el MRT sea igual a 10% por un determinado número de años, en función del desarrollo actual de proyectos (por ejemplo, proyectos en construcción).



**c. Determinación y aplicación de la Indisponibilidad Forzada.**

Se propone modelo de cuatro estados con tiempos ponderados, más transiciones adicionales. Se indica que se requieren al menos 5 años de información para una implementación adecuada. Se propone transición con una ponderación del modelo de dos estados con el nuevo esquema. Así, el modelo de cuatro estados requerirá al menos dos años de información. El primer año en que se pueda aplicar el modelo de cuatro estados, se ponderará el IFOR de 2 estados por un guarismo igual a 3/5, y el modelo de cuatro estados por un igual a 2/5.

**d. Establecimiento de un nivel objetivo de confiabilidad sistémica.**

El mecanismo actual no considera un nivel de confiabilidad objetivo. Éste puede ser determinado a partir del valor del CONE Neto (cost of new entry, determinado cuatrienalmente por la CNE) y el costo de falla de corta duración, a partir de la siguiente expresión:

$$LOLE \left[ \frac{h}{año} \right] = \frac{CONE \left[ \frac{USD}{MW} / año \right]}{VoLL \left[ \frac{USD}{MWh} \right]}$$

De acuerdo a los últimos valores que actualmente se están utilizando definidos por la CNE, el CONE (sin considerar el MRT) es igual a 7,044 [USD/MW/año], mientras que el VoLL (o costo de falla) es 11,03 [USD/kWh]. Aplicándolos a la fórmula, se obtiene un LOLE de 7,66 [horas/año]. La propuesta de la autoridad es calcular este valor a través de resolución exenta, y que los parámetros de cálculo sean definidos en la regulación.

**4.4 Incorporar requerimiento sistémico y atributo de flexibilidad en la potencia de suficiencia.**

El Ministerio propone considerar en la determinación de la remuneración de la potencia dos componentes: la potencia de suficiencia y la potencia flexible, tal que la suma de ambas defina el monto a percibir por los agentes. Ésta se denominaría potencia de suficiencia flexible.

La potencia de suficiencia estaría estructurada en forma similar a la actual, considerando:

- La potencia inicial de las unidades incorporando un nivel de confiabilidad objetivo del sistema y la metodología ELCC.
- Cálculo de potencia de suficiencia preliminar considerando un IFOR de cuatro estados, los mantenimientos y consumos propios, y las restricciones ambientales.
- Se ajusta la potencia de suficiencia preliminar del parque a la potencia de suficiencia definitiva, reemplazando las actuales 52 horas de demanda máxima, por las horas con mayor LOLP en el período de control definido y con un objetivo de confiabilidad.

Por su parte, la potencia flexible utilizaría el mismo esquema, pero determinando una potencia flexible inicial que considera tres factores (i) la capacidad de generación flexible, (ii) la disponibilidad de rampa y (iii) la eficiencia económica, siendo:



**a. Factor de capacidad de generación flexible (CGF).**

Para centrales con tiempo de partida mayor o igual a 90 minutos

$$CGF_i = \text{Min}\{P_{max} - P_{min}; \text{Rampa promedio} \cdot 180 \text{ min}\}$$

Para centrales con tiempo de partida menor a 90 minutos

$$CGF_i = \text{Min}\{P_{max}; P_{min} + \text{Rampa promedio} \cdot (180 \text{ min} - \text{Tiempo}_{partida})\}$$

Esta métrica compara el rango operacional de las centrales, i.e., (Pmax-Pmin) con la provisión de rampa de subida en 180 minutos (tres horas), descontando los tiempos de partida en función de su duración.

**b. Factor de disponibilidad de rampa.**

Determina la disponibilidad efectiva para entregar rampa a través de simulaciones, que consideran como parámetros la disponibilidad del insumo primario, el rango operacional, el tiempo de partida y detención, los tiempos mínimos de operación y detención, las tasas de toma de carga y la indisponibilidad forzada de las unidades. Así, sin perjuicio de que algunas unidades tengan la capacidad de ser flexibles, la disponibilidad de estas tecnologías en las horas del requerimiento sistémico es menor, como el caso de las eólicas o solares. Es más; estas tecnologías no sólo carecen de disponibilidad, sino que son, en gran medida, quienes generan el requerimiento.

**c. Factor de eficiencia económica.**

Este factor se refiere a aportar flexibilidad de forma económica. Se calcula a través de simulaciones de la operación del sistema, en las que se comparan costos marginales respecto de los costos variables de cada central. Luego, aquellas centrales con bajo despacho de energía resultan con un factor bajo de eficiencia económica. Este efecto se discute en la sección siguiente.

Estos tres factores son multiplicativos, y se aplican a la potencia nominal de la central, obteniéndose la potencia flexible inicial. El resultado se debe ponderar por el requerimiento de potencia flexible del sistema. Este se determina considerando:

- Requerimiento de rampa horaria del sistema entre las 18 y 21 horas, diferenciando la demanda y la demanda neta.
- Se realiza asignación en proceso cuatrienal.
- Se determina el requerimiento en [MW/h] y se ajusta al tamaño de la oferta de potencia flexible.

Así, como ejemplo, la autoridad mostró los resultados de calcular el requerimiento sistémico de potencia flexible considerando los retiros horarios de 2018, proyecciones de demanda, plan de obras y la rampa que se necesitaría para el cuatrienio 2021-2024, resultando en aproximadamente en que el requerimiento de flexibilidad es aproximadamente un 19% respecto de la demanda máxima del período. Luego, un 81% sería la ponderación de la potencia de suficiencia y un 19% la de la potencia flexible.

## 5 Incorporación de atributos de flexibilidad en potencia de suficiencia.

La incorporación de atributos de flexibilidad en el reconocimiento de la suficiencia de las centrales generadoras es una definición que ha tomado el Ministerio con anterioridad al inicio de las mesas de trabajo del nuevo reglamento de potencia de suficiencia. En efecto, esta determinación se encuentra en la “Estrategia de Flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional” descrita en los capítulos anteriores. Sin embargo, resulta relevante, antes de abordar en detalle la propuesta conceptual de tratamiento de suficiencia presentada por la autoridad, desarrollar una discusión respecto a los alcances de esta definición, y si resulta consistente con los demás elementos que conforman el mercado eléctrico mayorista en el país.

Como es sabido, el mercado eléctrico mayorista se basa esencialmente en la provisión de energía y potencia. Adicionalmente, en la medida que los mercados de energía se fueron perfeccionando e incorporando exigencias de calidad y seguridad de suministro cada vez mayores, se incorporaron otros servicios, tales como regulación de frecuencia, reservas, recuperación de servicio y regulación de tensión, los que se agruparon en la categoría de *servicios complementarios*<sup>2</sup>.

En el mercado chileno, los dos primeros productos están basados en costos (determinados a partir de un despacho óptimo, en el caso de la energía; y un cálculo administrativo por parte de la autoridad, en el caso de la potencia), mientras que los servicios complementarios operan bajo un esquema híbrido que, en caso de que existan condiciones de competencia, pueden ser ofertados o subastados. En cuanto a la energía y potencia, su pago a costo marginal surge de la optimización de remunerar un parque de generación, sujeto a restricciones, para un determinado nivel de demanda. En principio no existe vínculo entre la energía que generan las unidades y su pago por este ítem, y la potencia que se remunera. Es decir, no hay un nexo directo (ni de la operación real ni esperada) tal que la inyección de energía incida en el pago de potencia; ésto dado que se ha entendido bajo el concepto marginalista basado en costos, que es la base de la regulación eléctrica chilena, que ambos productos buscan remunerar productos completamente distintos.

La discusión que hoy existe en los distintos mercados se refiere a cómo generar los incentivos para que el parque generador en el largo plazo tenga las características necesarias para enfrentar un contexto en que la oferta y la demanda son cada vez más inciertos y variables. Estos incentivos deben ir además acompañados de mecanismos que permitan, considerando las particularidades de cada mercado, una correcta asignación de costos.

En términos prácticos, para que el sistema sea flexible debe contar con instalaciones que respondan rápidamente a las variabilidades, a través de instalaciones que cuenten con atributos tales como altas tasas de toma de carga, bajos tiempos de partida y detención, bajos mínimos técnicos, bajos tiempos mínimos de operación, entre otros. Cómo se reconocen estos atributos y su prestación, y si las remuneraciones actuales son suficientes para un desarrollo óptimo de la matriz, es la materia de discusión.

Así, la autoridad planteó distintas medidas respecto a cómo mejorar la provisión de servicios complementarios, entregar mejores señales de corto plazo en el mercado de energía (mayor granularidad) y cambios en el reconocimiento de atributos en suficiencia, lo cual permitiría alcanzar el objetivo planteado.

En particular, los principales argumentos utilizados para incorporar aspectos de flexibilidad en la Potencia de Suficiencia responderían a que las nuevas condiciones de variabilidad e incertidumbre en el

---

<sup>2</sup> La LGSE define a los servicios complementarios en su artículo 225, letra z, como “Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios 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”.

comportamiento tanto de la oferta como de la demanda, implican que la mayor exigencia del sistema (en términos de probabilidad de pérdida de carga o de demanda máxima) no sólo conlleva a tener a una unidad generadora con una determinada potencia y con certidumbre de su insumo, sino que también sea capaz de entregarla en este nuevo contexto. Esta necesidad de tomar o dejar carga rápidamente, ya sea desde cero o desde una condición intermedia, claramente se acrecentará en la medida que se sigan incorporando energías renovables variables al sistema eléctrico nacional. Es decir, extremando el argumento, una central que tuviera características técnicas poco flexibles, no podría, en la práctica, entregar esa suficiencia en caso de ser requerida.

La duda entonces es si la propuesta del Ministerio apunta o no a dar las señales de mercado adecuadas para que, en el largo plazo, la inversión y operación resulte lo más eficiente, económica y flexible posible.

Si se efectúa una revisión de la regulación en el país en esta materia, los conceptos de toma de carga y de tiempo de partida se encontraban presentes en la *potencia firme*, concepto utilizado antes del actual, que consideraba atributos de este tipo en tres proporciones: 80% potencia de suficiencia, 10% tiempo de toma de carga y 10% tiempo de partida. El regulador señaló expresamente que su incorporación en la potencia era provisoria a la espera de la aplicación de los servicios complementarios en el mercado eléctrico nacional. Por lo tanto, en esa época se consideró que estos conceptos de flexibilidad eran más consistentes con el mercado de servicios complementarios.

Hasta antes de la irrupción de las energías renovables variables, la flexibilidad con que contaban inherentemente los sistemas eléctricos, en general, provenía de la simple adaptación de la oferta a los requerimientos de la demanda, encontrándose “por defecto” en las instalaciones. Eventualmente, los sistemas de otros países que tuvieran algún déficit en este sentido lo incorporaron como servicios complementarios. En el caso chileno, en lo que se refiere al Sistema Interconectado Central (SIC), siempre se contó con la flexibilidad dada por los embales y las turbinas a gas. En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) esta flexibilidad no existía y se recurrió a importantes reservas de potencia en giro para poder responder a los lentos tiempos de toma de carga de las unidades térmicas.

Con la aparición de las energías renovables variables, la flexibilidad dada por las reservas rápidas que estaban destinadas a las variaciones de la demanda o fallas de unidades generadoras no es suficiente, por lo que han aumentado las necesidades de contar con más elementos en los sistemas eléctricos que la proporcionen.

Con todo, es necesario que cualquier esquema de mercado para el desarrollo de flexibilidad debe:

- Generar señales de largo plazo que incentiven a la inversión en tecnologías flexibles y que idealmente aporten excedentes de flexibilidad al sistema.
- Considerar un esquema de remuneración que asigne los costos a quienes generen los requerimientos.
- Diferenciar adecuadamente los atributos, de forma tal que el servicio no se confunda con otros productos o servicios que pudieran diluir el objetivo buscado.

En este sentido, el incorporar la flexibilidad dentro del mecanismo y remuneración de potencia de suficiencia podría confundir o mezclar productos y servicios, y, en principio, no garantizaría que efectivamente se generen incentivos de largo plazo para el desarrollo de tecnologías flexibles.

Por ello, un mecanismo de flexibilidad a ser incorporado a un mercado de potencia de suficiencia podría no ser la forma más idónea o coherente. De hecho, el espacio que se utiliza en otros mercados para remunerar

este tipo de atributos es el de servicios complementarios, en el que se estima una necesidad de flexibilidad y se remunera a quienes prestan el servicio. Por otro lado, la actual configuración en el país del mercado de servicios complementarios tiene falencias de asignación de costos y señales de remuneración, dado que, por su definición legal y reglamentaria, los costos son asignados a la demanda, ya sea directamente (en el caso de infraestructura) o a prorrata de los retiros (en el caso de los recursos técnicos). De esta manera, terminan siendo traspasados al consumidor final, en circunstancias que el consumidor no está produciendo las variaciones de demanda que crean la necesidad de flexibilidad.

De acuerdo con lo anterior, pareciera ser aconsejable que se avance en el sentido de crear un servicio complementario o mercado de flexibilidad. La definición tomada por la autoridad respecto a no impulsar cambios legales en materia de flexibilidad y adaptación de los mercados al nuevo contexto dado por la transición energética genera las propuestas de modificaciones reglamentarias tendientes a utilizar los elementos actuales (energía, potencia y servicios complementarios) y adaptarlos para entregar señales de desarrollo a los agentes, sin que, necesariamente, sean los instrumentos más coherentes. Sin embargo, resultaría más adecuado efectuar una modificación que, manteniendo los principios de funcionamiento basales del mercado, responda directamente a una asignación de costo – beneficio correcta. Esto se podría obtener a partir de la experiencia de otros mercados, implementando, por ejemplo, mercado del día anterior con despacho financiero vinculante y un mercado intradiario de diferencias, modificar la asignación de pagos de los servicios complementarios con un principio de causalidad a la oferta y la demanda, establecer licitaciones de mayor plazo para la entrega de prestaciones relacionadas con la flexibilidad, entre otras medidas.





## 6 Comentarios a las propuestas de las empresas.

En este punto se analizarán argumentos expuestos por los diferentes participantes de la mesa de trabajo, efectuando un análisis crítico de aquellos cuyos antecedentes resulten debatibles, ya sea por las conclusiones que de éstos se desprenden, o por los argumentos sobre los cuales basan sus planteamientos. En el Anexo de este informe, además, se puede encontrar un resumen de los principales puntos expuestos por quienes presentaron en esas instancias de trabajo.

### 6.1 Nivel de Utilización de Unidades.

En el desarrollo de las mesas de trabajo, ACERA señala que “se requiere que la metodología de cálculo de potencia de suficiencia vincule el reconocimiento de potencia con el nivel de utilización de las unidades.” El problema es que la solicitud no es conceptualmente consistente con el esquema de remuneración de energía y potencia en los términos en que está planteado el modelo en la Ley General de Servicios Eléctricos.

La aplicación del desarrollo de Boiteux al mercado eléctrico chileno, cuya base ha permanecido inalterada por décadas y que se fundamenta<sup>3</sup> en que la remuneración a costo marginal de energía produce ingresos mayores que los costos variables de operación, pero no son suficientes para obtener retornos de capital por la inversión de las instalaciones generación, por lo que al efectuar el desarrollo matemático se obtiene la necesidad de remunerar la potencia al costo de desarrollo de aquellas unidades que operan en las horas de punta del sistema.

En el desarrollo conceptual sobre el cual se fundamenta el desarrollo del mercado eléctrico nacional no aparecen términos que den cuenta del nivel de utilización de las centrales. Es más, un uso elevado de instalaciones que originalmente se incorporaron al sistema con el fin de obtener los retornos a partir de una operación no de base, podría reflejar una desadaptación del parque generador, al no contar con energía base suficiente y recurrir a centrales de altos costos de operación. Esta situación se vivió a fines de la década de los 2000 e inicios de la siguiente, resultando incluso en propuestas específicas de la autoridad para bajar los costos marginales del sistema<sup>4</sup>.

Así, la operación o no de centrales para la remuneración de potencia de suficiencia debería responder exclusivamente a la capacidad (o no) que tengan las unidades de responder en tiempo y forma cuando el sistema lo requiera, en particular en aquellos momentos de mayor exigencia del mismo. Las características de lo que se considerará como disponibilidad para cada unidad generadora depende de una decisión establecida a nivel reglamentario, y ha tenido diferentes definiciones regulatorias a lo largo de la evolución del mercado eléctrico, considerándose diferentes atributos, estadísticas y capacidades. Sin embargo, consideramos que no es conceptualmente correcto relacionar la capacidad de operar y el pago respectivo.

### 6.2 Respetto a la “sobreinstalación” y al margen de reserva teórico.

En el desarrollo de las mesas de trabajo del reglamento de potencia de suficiencia, algunos actores señalaron durante las sesiones la necesidad de “evitar la sobreinstalación de centrales ineficientes”, entendiéndose como tales aquellas de alto costo variable de operación y que estuvieran destinadas a operar en condiciones de mayor estrés del sistema. Asimismo, se manifiesta que el sistema se encontraría actualmente en esta situación de sobreinstalación. Se fundamenta esta afirmación en base a la alta potencia instalada respecto a la demanda máxima.

---

<sup>3</sup> S. Bernstein, “Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector”, Energy Policy, 1988.

<sup>4</sup> Agenda de Energía, Gobierno de Chile, junio 2014.

Sin embargo, esta afirmación, no es correctamente argumentada y, de hecho, no da cuenta de lo ajustado que se encuentra actualmente el parque generador, ni el contexto de alta inserción de energía variable, sumado a un proceso de descarbonización que avanza en la matriz.

En efecto, la capacidad instalada no da cuenta de la capacidad efectiva del sistema para responder en situaciones de mayor demanda o de mayor probabilidad de pérdida de carga. El creciente aumento de la diferencia entre la capacidad instalada anual respecto de la demanda máxima del sistema responde a que una medida simple de esta diferencia no recoge los efectos, en la suficiencia, de los bajos factores de planta de tecnologías renovables variables. Luego, efectuar una comparación de esta diferencia entre capacidad y demanda el año 2010 respecto al año 2020, no permite concluir que exista una “sobreinstalación” en el sistema, pues las unidades que lo conforman son esencialmente distintas, y la disponibilidad del recurso primario de generación del parque completo es muy inferior.

En ese mismo ámbito, se tomaron en las mesas de trabajo como elemento de referencia para estimar el nivel de instalación del parque generador el margen de reserva teórico (MRT). Este indicador que da cuenta de la capacidad del sistema en relación a su demanda máxima, y su metodología de cálculo se encuentra en el actual reglamento de potencia de suficiencia<sup>5</sup>, elaborada a partir de la definición contenida en el literal e) del artículo 225 de la ley general de servicios eléctricos:

“e) 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 del sistema eléctrico.”

También la regulación actual señala que este factor debe incrementarse al precio determinado como el costo de una unidad de punta, mientras que el reglamento de transferencias de potencia define un factor llamado margen de potencia, como “el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema.”

Luego, se define el cálculo del MRT como:

- En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%.
- En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado como:

$$MRT = 15\% - \left[ \frac{MP - 1}{0,05} \right] \%$$

Esto implica que, en la práctica, para márgenes de potencia que excedan el 25% (i.e., que la potencia inicial supere en ese porcentaje a la demanda de punta) el precio tendrá el menor valor posible de incremento, que es de un 10% (para valores más bajos de margen de potencia, el incremento es mayor).

De acuerdo a la información de la Comisión Nacional de Energía y las fijaciones de precio de nudo de corto plazo, en los últimos tres años los márgenes de potencia han sido elevados, dando cuenta de una diferencia importante entre la demanda máxima y la potencia efectivamente requerida.

<sup>5</sup> Decreto Supremo N°62/2006, del Ministerio de economía, fomento y reconstrucción, que Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos.

Subsistema/semestre	2018		2019		2020	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
<b>Norte grande</b>	1,54	1,83	1,83	1,63	1,66	1,69
<b>Centro-norte</b>	1,54	1,58	1,58			
<b>Sur</b>	1,63	1,6	1,6	1,5	1,53	1,47

Tabla n°1: Margen de potencia por subsistema, por cada fijación semestral. Elaboración propia.

Así, se observa de la Tabla n°1 que el sistema ha llegado a tener más de 1,8 veces la potencia de suficiencia inicial respecto de la demanda máxima por sistema o subsistema. Sin embargo, este valor no resulta representativo cuando se tienen centrales con energía variable e intermitente con variación intradiaria, siendo más evidente este efecto en el caso de las centrales solares fotovoltaicas (sin almacenamiento). De hecho, al considerar la potencia inicial de las centrales solares del año 2019, su potencia inicial es un 24% en promedio respecto a su potencia nominal. Con estos valores, se obtiene el margen de potencia del cuadro anterior. Sin embargo, esta tecnología no tiene disponibilidad de generar en horas nocturnas. En este caso, lo correcto para estimar la real disponibilidad de suficiencia del sistema sería considerar sin disponibilidad esta tecnología en ese período de tiempo, lo que reduce los márgenes de potencia del sistema, y, por tanto, la capacidad efectiva que éste tiene para entregar suficiencia al sistema.

La situación descrita se acrecienta con una mayor penetración de energía solar, dando, con las actuales definiciones de márgenes de potencia y reserva, señales incorrectas de disponibilidad de suficiencia.

Este escenario de capacidad ajustada (y no *sobreinstalada*) ha quedado en evidencia en distintas oportunidades durante los últimos meses. Esto resultará aún más crítico con el proceso de descarbonización que experimenta el país. Para ilustrar esta situación, se muestra el despacho real del día 5 de marzo de 2020, jornada que fue particularmente compleja en términos de disponibilidad de generación para suplir la demanda. A modo de ejemplo, a las 3 am de ese día, la demanda del sistema alcanzó 8196 [MW]. Ese día, hubo varias centrales generadoras que se encontraban en mantenimiento o fuera de servicio (Bocamina 1 y 2, U16, Kelar, entre otras). La disponibilidad del parque restante era de 90 unidades (86 diésel, 4 cogeneradoras), capaces de aportar en conjunto 3193 [MW], esto sin considerar la ubicación de las centrales ni eventuales restricciones de transmisión. La generación en base a carbón alcanzó los 3641 [MW]. Es decir, en un escenario sin centrales a carbón y con estas condiciones del sistema, ni siquiera la capacidad instalada diésel a pleno despacho hubiera sido capaz de sostener la demanda. Cabe señalar que, para ese momento, el diésel representó un 3% de la generación total.

El mes de febrero de 2021 ha mostrado también la relevancia de contar con instalaciones que, tal como lo prevé el modelo, operen en situaciones de mayor exigencia del sistema. La baja disponibilidad hídrica, sumado a la menor disponibilidad de gas natural, han producido que, por ejemplo, el día 2 de febrero se haya llegado a un 8% de generación diésel respecto a la generación total del sistema, llegando en ciertas horas a un 15%. De hecho, la presencia de centrales consideradas “de punta” en el sistema ha ido disminuyendo proporcionalmente respecto a la capacidad instalada, como se observa en el gráfico n°1.

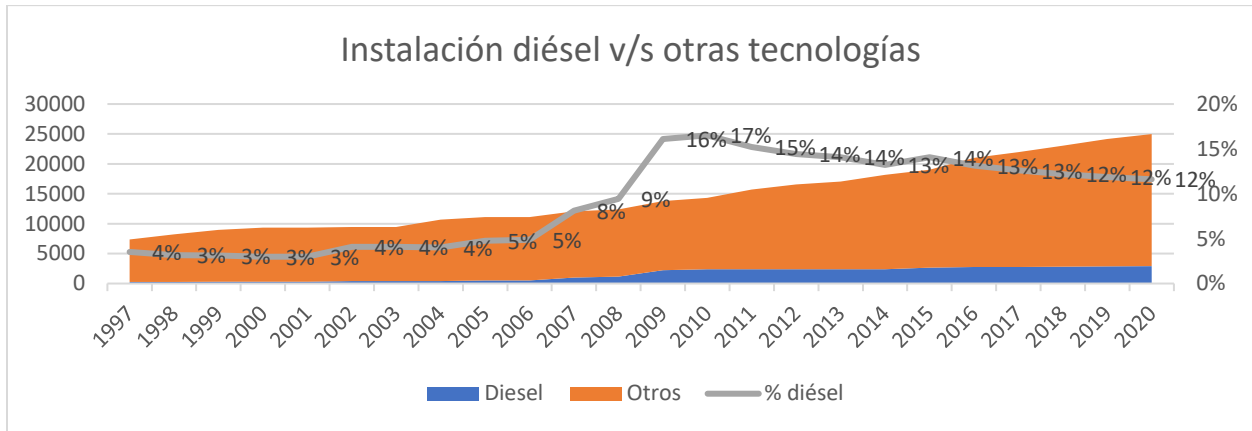


Figura 1: Capacidad instalada diésel en la matriz<sup>6</sup>. Elaboración propia.

Así, consideramos que se debe tener en cuenta estos antecedentes al momento de elaborar regulaciones que tengan como diagnóstico una supuesta sobre instalación, en particular frente a escenarios en que se retirarán centrales a carbón, en que la nueva capacidad en su mayoría genera sólo durante horas de día, y en que posiblemente eventual nueva infraestructura de centrales térmicas que podrían aportar suficiencia disminuya o se anule en breve plazo.

### 6.3 Neutralidad tecnológica.

Dentro de las exposiciones bajo las cuales se desarrollaron las discusiones, se señaló la necesidad de “no ser neutrales” en términos tecnológicos. Se sugiere que, considerando la meta de carbono neutralidad del país, se deben incentivar centrales que aporten potencia de suficiencia con “energía renovable, flexible y estable”.

El mercado eléctrico chileno ha mostrado ser capaz de entregar las señales de inversión y contratación que den cuenta de las características y atributos de cada instalación, sin discriminar positiva o negativamente respecto a las tecnologías. En este punto, se pueden señalar dos matices: En términos de emisiones, se han incorporado normas exigentes e impuestos que gravan la emisión de distintos materiales al ambiente. Esto hace a estas tecnologías indirectamente menos competitivas respecto a otras; sin embargo, no es una valoración directa a su aporte (o no) al sistema eléctrico. Otro bemol lo constituyen las dos leyes de obligación de energía renovable no convencional. Como es conocido, se establecieron obligaciones a nivel legal de que los suministradores (generadores) de clientes libres o regulados acrediten un porcentaje de su generación en base a energía renovable no convencional. Si bien ese caso corresponde a una clara inclinación del legislador por determinadas tecnologías, en la práctica nunca aplicó. Las exigencias normativas y los mecanismos de mercado resultaron ser suficientemente potentes para superar con creces la obligación de inyección a través de energía renovable no convencional. Cabe señalar que la ley en este caso no señala que pueda efectuarse una discriminación tecnológica expresa a nivel reglamentario, por lo que el regulador sólo puede identificar a las generadoras a través de reconocer neutralmente su aporte a la suficiencia.

En vista de lo anterior, se recomienda mantener la valoración de las características, atributos y servicios de las distintas instalaciones en cuanto a sus prestaciones y capacidades, y que aquellas políticas públicas

<sup>6</sup> Considera únicamente centrales no duales.

relacionadas con la afectación al medioambiente sean reguladas a través de sus propios ámbitos, como son normas ambientales o regulaciones impositivas.

#### **6.4 Señal a la demanda. Generación diésel.**

Como parte de los antecedentes mostrados por el Ministerio de Energía, se señala que existe evidencia de que los clientes libres y regulados (de mayor tamaño) efectúan control de demanda de punta a través de la utilización de grupos generadores diésel propios, en perjuicio de retirar del sistema. Esto debido a la evaluación de costos de suministrarse con ambas alternativas.

En línea con el punto anterior, resulta contradictorio argumentar que existe una sobreinstalación del sistema, mientras los clientes prefieren generar en determinadas horas con generación propia que, en términos sistémicos, debiera resultar tan o más costosa. Esto refleja más bien que las señales de precio de control de demanda podrían estar desajustadas, y que, de calibrarse, implicarían una mayor utilización de los recursos de suficiencia del sistema mayorista, manteniendo los grupos de generación de los clientes exclusivamente para su utilización en situaciones de contingencia.



## **7 Comentarios y sugerencias a la propuesta del Ministerio de Energía.**

### **7.1 Tratamiento de la potencia para la demanda.**

La determinación del requerimiento de potencia sistémico a partir del comportamiento y las necesidades de la demanda es efectivamente uno de los temas en que existe un alto grado de consenso respecto a la necesidad de cambios que permitan que las señales, tanto a la oferta como a la demanda, resulten eficientes.

La definición de una métrica de confiabilidad a partir de la cual se determinen aquellas horas de mayor estrés del sistema, aplicando probabilidades de pérdida de carga y no demandas máximas (que pueden o no coincidir), resulta un avance y modernización del mecanismo de suficiencia, y va en línea con lo aplicado en mercados internacionales, sin ir en contradicción con principios particulares de funcionamiento o concepción del mercado eléctrico chileno.

Por otro lado, resulta adecuado entregar señales claras de comportamiento a los clientes para que optimicen su demanda en función de la exigencia que su consumo representa para el sistema. En este sentido, respecto a la participación de la demanda en aportar a la suficiencia del sistema, va en línea a cómo han evolucionado otros mercados. Sin embargo, el reglamento deberá tener presente que la LGSE entrega el derecho a los generadores de ser remunerados por su aporte a la potencia de suficiencia, por lo que debe precaverse que la regulación permita ver esta prestación solamente como una disminución del requerimiento sistémico de demanda.

Finalmente, la medida de considerar horas de control a partir de un análisis ex post en principio no es una buena propuesta, dado que hace perder la consecución del objetivo planteado respecto a señales claras y eficientes para la demanda, pues, si bien se identifican de manera más precisa los momentos de mayor estrechez del sistema, no permite que la demanda pueda ajustar su comportamiento. En este sentido, los clientes requieren de señales estables para que puedan modificar su comportamiento con anticipación ajustando sus procesos productivos o con autoproducción que les permita reducir su demanda en las horas de control.

### **7.2 Reconocimiento de potencia de suficiencia a la oferta.**

En principio, la metodología propuesta cumple con los principios de diseño esperables para entregar señales de eficiencia en las instalaciones que aportan suficiencia al sistema: se reconoce su contribución sin distinción tecnológica, incorpora una métrica de confiabilidad, aplica probabilidades en lugar de comportamiento histórico, y son mecanismos ampliamente usados internacionalmente.

Sin embargo, no se tuvo acceso a todos los cálculos y antecedentes que permitieran reproducir los ejercicios presentados, lo que habría permitido un mejor análisis de la propuesta ministerial. En este sentido, se observa que este tipo de metodologías pueden ser de alta complejidad numérica, por lo que se deberá velar en el reglamento que todo el proceso de cálculo sea completamente trazable y reproducible por los agentes, entregando toda la información y modelos que se utilicen. Asimismo, la propuesta sólo explicita un marco referencial de la metodología propuesta. Es importante notar que la aplicación en los distintos mercados cambia, dependiendo en forma relevante de los supuestos tomados e insumos utilizados. Esto resalta aún más la necesidad de contar con mayor detalles del modelo propuesto por el Ministerio.



### 7.3 Modificar criterios relevantes en potencia de suficiencia.

#### Criterio de Subsistemas

La definición y aplicación de los subsistemas de potencia de la forma en que actualmente están establecidos en la normativa efectivamente produce inestabilidades de la señal de potencia en el mediano plazo, y dificultades prácticas en términos de las transferencias de potencia. Lo anterior debido principalmente a dos razones: los subsistemas pueden variar entre fijaciones debido a factores coyunturales (debido a que en su definición se consideran los costos marginales en las distintas barras en los bloques de demanda máxima, que pueden variar por situaciones específicas) y su validez, si bien es semestral, no coincide con el período calendario que se considera para los balances de transferencias. Así, la variación de subsistemas puede conllevar variaciones relevantes en fijaciones sucesivas, lo que parece un contrasentido en una señal de potencia que debería entregar señales relativamente estables en el tiempo, más aun considerando que se valora y remunera el entregar suficiencia en distintos puntos del sistema eléctrico. Por ende, la determinación cuatrienal con revisiones anuales parece ser un avance en la entrega de señales de mediano a largo plazo, junto con la adecuación del período semestral.

En todo caso, si bien es un avance en cuanto a dar señales más estables, de todas maneras debiera precaverse que las señales de inversión sean de más largo plazo que cuatro años, por lo que los cambios de subsistemas debieran realizarse solamente en situaciones muy acotadas. En este mismo sentido, actualmente no existen criterios explícitos en la regulación para establecer subsistemas, quedando a completa discreción de la CNE.

#### Margen de reserva

En cuanto a la coherencia de la definición del concepto de margen de reserva teórico, se sugiere revisar si la situación actual y prevista del sistema eléctrico en términos de la composición de la matriz resulta adecuada bajo el contexto actual y futuro<sup>7</sup>. En efecto, el cálculo del “mínimo sobreequipamiento” se efectúa en términos agregados y promedio, sin considerar que en ciertas horas la potencia inicial no refleja la estrechez del sistema (el análisis de esto se efectúa en el punto 5.2 del presente informe). Así, se sugiere modificar el cálculo de esta variable de forma tal que efectivamente refleje el margen de potencia del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que para el cálculo del margen de reserva del sistema se debieran utilizar las potencias preliminares, dado que las potencias iniciales no son un buen reflejo de la potencia de suficiencia que las unidades pueden realmente aportar al sistema.

#### Indisponibilidades forzadas

En relación con el modelo de cuatro estados, su modificación ha sido tema de discusión en el sector y resulta una de las perfecciones que se han venido discutiendo. De hecho, esta modificación fue propuesta por algunos de los expositores de la industria. Así, la adecuación en los términos planteados resulta necesaria y suficiente.

#### Objetivo de Confiabilidad

Respecto al establecimiento de un objetivo de confiabilidad, también responde a una necesaria modernización que hace coherente la aplicación de metodologías como ECP o ELCC. Actualmente, el nivel

---

<sup>7</sup> LGSE, Artículo 225, letra e) Margen de reserva teórico: mínimo sobreequipamiento 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 del sistema eléctrico.

de confiabilidad se obtiene como resultado del costo de falla y del precio administrativo de potencia que determina la autoridad, siendo de 7,6 [horas/año]. Este valor resulta similar al objetivo planteado en Irlanda, de 8 [horas/año]. Por su parte, y a modo de referencia, los mercados norteamericanos (que utilizan ELCC) tienen un objetivo de confiabilidad de 2,4 [horas/año], que es equivalente a un día cada 10 años. Es necesario que el objetivo de confiabilidad planteado para el sistema eléctrico nacional dé cuenta, en términos probabilísticos, de posibles fenómenos asociados al cambio climático, y cuáles serían las instalaciones que serían adecuadas para entregar suficiencia, como lo ocurrido recientemente en Texas. Si bien esta adecuación también resulta necesaria y es consistente con la propuesta presentada por la autoridad, se observa que estos recientes hechos asociados al cambio climático podrían ser considerados al establecer una métrica de confiabilidad que los releve e incluya.

#### **7.4 Incorporar requerimiento sistémico y atributo de flexibilidad en la potencia de suficiencia.**

La propuesta considera ponderar el reconocimiento de suficiencia a través de dos conceptos: la Potencia de Suficiencia y la Potencia Flexible. De esta ponderación, se obtiene la Potencia de Suficiencia Flexible, que es lo que se remuneraría en definitiva. La Potencia de Suficiencia toma en consideración los conceptos analizados en los numerales anteriores: utilización de un objetivo de confiabilidad, metodología ELCC, modelo de cuatro estados para disponibilidad de las unidades, entre otros.

Por otra parte, la Potencia Flexible considera tres factores: capacidad de generación flexible, disponibilidad de rampa y eficiencia económica. El objetivo de estos factores es reconocer a las unidades cuya tecnología les permita ser flexibles en su operación, que cuenten con los recursos necesarios para poder utilizar esa capacidad cuando sea requerida, y que el efectuarlo sea económico para el sistema.

##### Generación Flexible

Respecto al primer factor, capacidad de generación flexible, las características a considerar en la propuesta son tomadas del mercado de California, en el que la capacidad de generación flexible efectiva se reconoce<sup>8</sup> en caso que las unidades sean capaces de aumentar y mantener, por al menos tres horas, la generación de energía (o bien de reducir las necesidades de rampa).

Asimismo, la propuesta incorpora un mayor reconocimiento a unidades en caso que sus tiempos y potencias mínimas de operación sean menores, y que tengan una mejor capacidad de entregar rampa en [MW/h]. Si bien la propuesta se justifica en cuanto al reconocimiento de la capacidad de flexibilidad que se desea de las instalaciones, la evolución tecnológica y del comportamiento de la oferta y la demanda hacen razonable cuestionar cuáles son los factores que permiten determinar los guarismos utilizados, y si estos responden a los requerimientos actuales o futuros del sistema eléctrico nacional.

En efecto, si bien los guarismos parecieran adecuados, no es clara su procedencia y su justificación. La claridad en su definición y si responden a un contexto u operación actual de la matriz es importante, dado que permite certeza regulatoria para evitar que estos se modifiquen en el futuro sin razones justificadas.

Una vez definidos los parámetros que debe tener una unidad generadora para ser considerada flexible, la discusión se centra en cuánta flexibilidad se debe exigir a cada agente. En este sentido se vislumbran las siguientes opciones:

---

<sup>8</sup> 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.



1. Todo agente debe proveer un mínimo de flexibilidad al sistema (considerando que vende energía y potencia), por lo que cada agente debe invertir en flexibilidad o debe comprar a aquellos que tengan en exceso.
2. La flexibilidad se exige según los compromisos de cada agente, en este caso se asume que cada cliente tiene asociado un nivel de exigencia y por tanto se crea un balance en función de los retiros, y a partir del aporte de flexibilidad de cada agente.

Mecanismos como los enunciados podrían generar reales incentivos para invertir en instalaciones que cuenten con flexibilidad, en la medida que sus costos y beneficios puedan ser claramente identificables, lo que no necesariamente ocurre al incorporar estos atributos en la suficiencia.

Finalmente, en materia de generación flexible, podría incorporarse como elemento el tiempo mínimo de operación, pues largos tiempos obligados resultan una inflexibilidad que es ineficiente sistémicamente. Como detalle, notar que el término “potencia mínima” para los cálculos debe corresponder a la potencia mínima de operación factible, que no en todos los casos es equivalente a la potencia mínima nominal (debido, por ejemplo, a limitaciones ambientales).

### Factor de Disponibilidad

En relación al factor de disponibilidad propuesto, resulta coherente en términos de que la capacidad de entregar ciertas prestaciones es completa sólo si se cuenta con los insumos necesarios para hacerlo. Es decir, y en forma análoga a la suficiencia (tanto en su versión actual como en la propuesta), la disponibilidad de recursos incide en el reconocimiento de la capacidad de cada unidad generadora. De cualquier forma, no queda claro en la propuesta si se utilizará una proyección de disponibilidad, si se basará en información histórica, o a través de otra metodología. Para efectos de mantener consistencia con la determinación de suficiencia, se recomienda que se utilicen distintos escenarios aplicando simulaciones de Montecarlo.

Asimismo, es importante notar que los requerimientos de rampa no provienen exclusivamente de la demanda, sino que la generación renovable variable también es una fuente relevante de esta necesidad. Por ello no sólo debería considerarse una baja disponibilidad de estos recursos, sino que también analizar si es incluso factible que tengan signo negativo, considerando que en ocasiones generan el requerimiento.

### Factor de Eficiencia Económica

El tercer factor, denominado factor de eficiencia económica, es el que resulta más cuestionable respecto a la coherencia con el modelo de remuneración de energía y potencia. En efecto, la propuesta de la autoridad indica que “[...] la asignación se encontraría relacionada con la comparación de los costos marginales provenientes de la simulación, respecto de los costos variables de cada central” y que existiría una “Eventual necesidad de luego contrastar con operación real, en particular respecto de declaración de la disponibilidad del insumo primario y alternativo, por lo que implicaría la lógica de informe preliminar y definitivo con posibilidad de Panel de Expertos”.

Ambas afirmaciones no responden a entregar suficiencia (incluida la componente de flexibilidad) en forma económicamente eficiente. En efecto, la eficiencia económica debería considerar en cualquier caso la optimización de la instalación que prestaría esa flexibilidad en términos de su costo por MW instalado. Es decir, la comparación no puede realizarse por el nivel de despacho, dado que para el sistema lo importante que se minimice el costo de inversión, operación y falla. A modo de ejemplo, puede ser bueno para el sistema invertir para flexibilidad en una tecnología barata pero de alto costo de despacho, pero con la propuesta del Ministerio esta unidad no se le consideraría su atributo de flexibilidad por tener poco despacho.

Por otra parte, existe falta de coherencia al comparar el costo marginal con el costo variable de las unidades, puesto que eso refleja el costo de proveer energía en ese horario. Así, se podría dar el contrasentido de que con esta metodología una central que tiene capacidad de generación flexible, disponibilidad de insumo, y un bajo costo variable, no sea utilizada por el sistema para proveer flexibilidad pues resulta eficiente económicamente que ésta se encuentre proveyendo energía (y no respondiendo a la necesidad de rampa).

En ese mismo sentido, con el factor como está propuesto, se podría dar el resultado contraintuitivo de que una central de bajo costo de inversión que estuviera dispuesta para entregar suficiencia de estas características (es decir, tomando la rampa de tres horas cuando el sistema lo necesita, teniendo capacidad e insumo, y cuyo costo variable fuera cercano al costo marginal) resultara con un factor de eficiencia económica “bajo”, debido a su costo variable de operación, pese a que sistémicamente (en valor de inversión y operación) podría resultar lo más económico y eficiente para el sistema.

Finalmente, el incorporar conceptos de operación económica en la potencia de suficiencia supone alterar la teoría marginalista en donde los conceptos de potencia y energía se separan por consistencia tarifaria, siendo el de energía en donde se asocia a los costos de despacho. Si se queremos tener una regulación sólida en materia de energía en un mecanismo de costo marginal, no podemos mezclar el mercado de la potencia con el de la energía.



## 8 Comentarios finales.

La propuesta del Ministerio de Energía para la potencia de suficiencia y la inclusión de los atributos de flexibilidad en su reconocimiento y remuneración, se basa en la necesidad de corregir ciertas imperfecciones que actualmente tendría el procedimiento de cálculo de la potencia de suficiencia e incorporar las necesidades de flexibilidad que requieren los sistemas eléctricos a propósito de la incorporación de energías renovables variables.

En términos generales, la propuesta aborda muchos de los aspectos que son considerados como imperfecciones del procedimiento actual. Sin perjuicio de ello, algunas de ellas muestran juicios respecto al diagnóstico actual y esperado del sistema que, con la información entregada por la autoridad, no es posible reproducir ni respaldar. A modo de ejemplo, se mencionó durante la discusión que el mecanismo de potencia vigente habría provocado una “sobreinstalación” de turbinas a gas o diésel. Sin embargo, y como se mostró en el informe, el sistema se ha encontrado en los últimos meses en situaciones complejas desde el punto de vista de la suficiencia, teniendo que recurrir, precisamente, a las centrales que están destinadas a aportar en momentos de mayor estrechez. Esto se podría deber a la utilización de indicadores como el margen de potencia, que no da cuenta del aporte real de suficiencia en un contexto de alta penetración de energía renovable con variaciones importantes dentro del día. A mayor abundamiento, si se observa la operación de los primeros meses del año 2021, las turbinas han aportado en forma importante tanto energía como flexibilidad al sistema, por la falta de aporte de otras tecnologías. Estos episodios de alta generación de turbinas no son hechos aislados, pudiendo encontrarse varios años en los que estas tecnologías entran para respaldar al sistema en ocasiones de estrés.

La inclusión de atributos de flexibilidad en la suficiencia es una definición previa al trabajo reglamentario, pero de cualquier forma es relevante su análisis y discusión. Se desprende de las sesiones de trabajo y de los documentos revisados que la intención es dar señales de largo y corto plazo para que las instalaciones cuenten con la capacidad de entregar flexibilidad en forma eficiente, sin recurrir a un cambio en la legislación. Esto implica modificar conceptos asentados en la actual regulación (energía, potencia y servicios complementarios), pudiendo ser más transparente y aconsejable incorporar modificaciones de fondo que, sin cambiar los elementos basales del mercado, mejoren las señales de asignación de costos eficientes a los agentes en el corto y largo plazo. Estas modificaciones obedecerían a incorporar despachos financieros vinculantes, mercados intradiarios de diferencias, principio de causalidad. Asimismo, podría explorarse la creación de un mercado independiente de flexibilidad, tal que quienes no sean capaces de entregarla o la requieran por sus características (ya sea inyecciones o compromisos de demanda), la adquieran de quienes son capaces de ofrecerla.

En cuanto a las propuestas específicas:

- Se recomienda no considerar horas ex post para los compromisos de demanda de la generación, pues resta certeza en la señal de comportamiento.
- Son los generadores quienes tienen derecho a recibir pagos por su aporte a la suficiencia. Se debe resguardar que la participación propuesta de la demanda no incumpla este principio.
- No se cuenta con la información detallada de las propuestas mostradas, en particular de las metodologías ECP y ELCC. Lo anterior dificulta efectuar un análisis que no sea cualitativo.
- Las definiciones actuales de margen de reserva y margen de potencia no dan cuenta de la real exigencia y equipamiento del sistema, al no considerar variaciones intradiarias.

- El “factor de eficiencia económica” refleja una característica de energía, pero no de flexibilidad ni de suficiencia. Por ejemplo, no considera el costo de inversión como variable, lo que a efectos de una señal de largo plazo (como la suficiencia) es relevante para definir la eficiencia económica de una instalación en cuanto a su aporte sistémico.

Finalmente, resultaría adecuado efectuar estimaciones de comportamiento actual y futuro a partir de las propuestas considerando su aplicación en conjunto, pues no es claro que las decisiones de inversión con las medidas presentadas efectivamente tiendan a generar señales para cambiar las decisiones de inversión en cuanto a propender hacia instalar centrales más flexibles, o bien a reconvertir unidades existentes en ese sentido.



## Anexo. Exposiciones participantes de las mesas de trabajo

Las mesas de trabajo del nuevo de reglamento de potencia de suficiencia fueron lideradas por el Ministerio y la CNE, participando con voz los representantes de las asociaciones gremiales del sector (Acera, Generadoras, Acenor, Consejo Minero, Transmisoras, ACSP) y algunos expertos; y, como oyentes, distintos interesados de empresas, consultoras, académicos e instituciones.

Se describen a continuación los puntos principales expuestos por cada uno de los participantes.

### 1. Generadoras de Chile A.G.

No plantea temas conceptuales con mayor profundidad. Destaca la solicitud de evaluación de las alternativas de modificación en estudio en el corto y largo plazo, evitar dobles pagos y considerar una transición adecuada.

### 2. Inodú.

- Muestra cómo ha crecido el requerimiento de rampa en los últimos meses, y cómo lo seguirá haciendo con mayor energía renovable variable.
- Señala que mayor energía renovable cambia los momentos de mayor probabilidad de pérdida de carga y reduce las horas en que ocurren.
- Propone adaptar la potencia de suficiencia del sistema considerando su necesidad de flexibilidad y la demanda máxima; en cuanto a la oferta, reconocer la capacidad de generación flexible efectiva y la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.
- Para ello, considera reconocer la capacidad de rampa máxima necesaria por el sistema en 3 horas, la reserva de contingencia y el error esperado; la suma de estos tres factores es la necesidad de flexibilidad del sistema.
- Respecto de las centrales, propone reconocer la capacidad de generación flexible efectiva que asigna un mayor reconocimiento a aquellas unidades capaces de dar mayor rampa en 3 horas, considerando también el tiempo de partida (mayor reconocimiento si es inferior a 90 minutos).
- También se señala la necesidad de establecer una métrica objetivo de confiabilidad del sistema, como lo hace la mayoría de los mercados de países desarrollados, y utilizar la probabilidad de pérdida de carga para cuantificar las horas de mayor exigencia del sistema.
- Sugiere utilizar ELCC (Effective Load Carrying Capacity) como metodología para establecer aporte a la suficiencia para centrales solares y eólicas, considerando los registros de los últimos 8 años en las 8 horas de demanda neta máxima.

### 3. Esteban Gil.

- Señala, a través de ejercicios, la necesidad de pasar a un esquema de probabilidad de pérdida de carga en lugar de horas de demanda máxima. Además, diferencia entre la utilización o no de criterios operacionales para estimar el aporte a la suficiencia. En caso de no considerarlos, existen métodos analíticos o basados en simulaciones, sugiriendo optar por los analíticos por simplicidad, rapidez y reproductibilidad.

- Indica las dos metodologías más reconocidas y utilizadas en los mercados, la nombrada ELCC y ELC (Equivalent Firm Capacity), y efectúa estimaciones para centrales renovables. A su vez, señala que, en cualquier caso, el regulador debe decidir si utilizar un mecanismo que reconozca el aporte incremental, marginal o total de los recursos variables a la suficiencia.
- Indica que el pago administrativo a precio fijo implicaría la no existencia de incentivos al retiro de unidades y que es barrera de entrada a recursos eficientes, existiendo, a su juicio, un exceso de capacidad instalada

#### 4. Asociación de concentración solar de potencia.

Indican que la penetración de energía renovable, la descarbonización y las condiciones hidrológicas secas implican que el sistema requerirá mayor:

- Disponibilidad de despacho durante el día.
- Disponibilidad de despacho durante las horas peak.
- Disponibilidad de despacho durante la noche.
- Despacho económico (bajo costo variable).
- Disponibilidad de almacenamiento energético.
- Contribución en la reducción de GEI y gases contaminantes locales.
- Eficiente arranque a plena capacidad.
- Suficiencia y continuidad de suministro.
- Contribución de inercia.
- Contribución de reserva en giro.
- Contribución en control de frecuencia.
- Contribución en control de tensión.

Explican cómo la concentración solar de potencia y su capacidad de gestión podrían ayudar a resolver estos requerimientos sistémicos, señalando, sin embargo, que se requieren señales de mercado claras que remuneren e incentiven estas prestaciones.

#### 5. GPM A.G.

Señalan la relevancia de la trazabilidad del cálculo, la estabilidad de las señales de largo plazo, y mantener la estandarización y neutralidad tecnológica en estas señales.

También indican la importancia de proyectar el requerimiento de flexibilidad y dar una señal clara a los agentes al respecto, caracterizar adecuadamente el atributo a ser remunerado, evitar eventuales dobles pagos e incorporar principios de causalidad para aumentar la eficiencia de operación y desarrollo del parque generador.

6. Inkia y Prime Energía.

Se muestran a favor de mantener el pago por potencia, argumentando que da incentivos para diversificación de la matriz, entrega seguridad de suministro y que se haría necesario disponer de centrales de respaldo en mercados con creciente variabilidad e incertidumbre. Relevan la importancia del tiempo de partida y la tasa de toma de carga, así como también la participación de las centrales de respaldo frente a escenarios en que hay centrales base fuera de servicio y/o restricciones de recursos energéticos primarios.

Dan como ejemplo el caso de Australia, que no cuenta con mercado de capacidad y que recientemente ha debido afrontar problemas de corte de suministro debido a falta de suficiencia en horas de mayor exigencia sistémica. Situación de escasez similar ocurre en ciertos períodos estivales en California, mostrando la importancia de tener energía de respaldo.

En términos concretos, proponen cambiar a un índice de indisponibilidad forzada de 4 estados, que representa de mejor forma la operación de centrales que operan pocas horas.

7. Acera.

Efectúa un diagnóstico que coincide con elementos ya presentados por la autoridad, como la falta de un estándar de seguridad, la utilización de horas de demanda máxima en lugar de probabilidad de pérdida de carga, la asimetría entre tecnologías para el reconocimiento del aporte a la suficiencia, la falta de almacenamiento, entre otros. En particular, para la energía renovable variable, critica la no consideración del aporte de éstas fuera de las horas de demanda máxima, la necesidad de utilización de estadística y no de disponibilidad de insumo, y la consideración individual y no por tecnología del recurso primario para eólicas y solares.

Solicitan una metodología que, además de hacerse cargo de estos elementos, sea reproducible, que vincule la capacidad con el nivel de utilización de las centrales, considere la disponibilidad real del insumo de generación, así como una transición breve hacia un nuevo esquema. Asimismo, piden indicar una justificación del estado de reserva estratégico ERE, y los criterios que llevaron a considerar el 60% como potencia equivalente de las centrales que se acojan a dicho régimen.

8. Energie.

Efectúan sólo sugerencias generales, como “evitar sobre complejizar” los cálculos, entregar “certezas”, avanzar en flexibilidad en el mercado de corto plazo, definir subsistemas de potencia con mirada de largo plazo, reducir número de horas de punta, incorporar índice de confiabilidad sistémico, a incorporar un criterio de “peor condición” para disponibilidad de recurso principal y alternativo.

9. Colbún.

A través de tres principios, proponen:

- Definición de suficiencia: incorporar métrica de confiabilidad objetivo para el sistema, neutralidad tecnológica considerando atributos y aporte, considerar “productividad en relación a la suficiencia” (no especifica si se refiere a considerar operación real o eficiencia de costos en la operación).
- Separación de señales económicas: proponen no incorporar señales de seguridad en la remuneración de suficiencia. Es decir, que atributos de flexibilidad se ubiquen sólo en mercado de corto plazo (servicios complementarios).

- Mecanismo para promover inversiones eficientes: incorporar métrica de confiabilidad, definir “oferta admisible” y centrales que aporten en forma “eficiente” a la suficiencia.

10. Aes Gener.

Señalan, en forma similar a Colbún, que suficiencia y flexibilidad son problemas que ocurren en distintas escalas temporales (largo y corto plazo, respectivamente). Sugieren no incorporar flexibilidad o sus atributos en el reconocimiento de la suficiencia, e incorporar almacenamiento.

Señalan temas “a revisar” sin propuestas concretas: instalaciones de alto costo operativo, margen de reserva teórico, definición de subsistemas, criterio para centrales renovables, restricciones ambientales, reproductibilidad de metodología.

11. Enlasa.

Señala que en 4-5 años necesidad de recursos flexibles será crítica, y que, dado eso, el reconocimiento del almacenamiento será clave. Explican almacenamiento en base a aire líquido. Señalan que, para impulsar este tipo de tecnologías, las actuales señales de suficiencia, servicios complementarios y energía no son suficientes en cuanto a mitigar los riesgos asociados a la inversión requerida. Se muestra a favor de incorporar atributos de flexibilidad en la suficiencia.

12. APEMEC.

Indican que no están a favor de la neutralidad tecnológica, y que deben incentivarse centrales (como las hidráulicas) que aporten energía renovable, flexible y estable. Muestran los beneficios de las centrales hidráulicas, tales como “certeza en el insumo”, “alta disponibilidad”, “bajo tiempo de partida” y “mayor tasa de toma de carga”. Asimismo, indican que no es totalmente equivalente una central hidro con capacidad de regulación que una hidro más batería.

13. Acenor y Consejo Minero.

Tienen como asesores ad hoc a Juan Ricardo Inostroza y a Frank Wolak, quienes señalan que los atributos de flexibilidad deben considerarse únicamente en el mercado de corto plazo. Indican que “el precio de nudo de potencia no conversa con el costo de instalar una turbina diésel”, que no existe una métrica de confiabilidad, que se paga por lo instalado y sobrevalora aporte de algunas tecnologías, que no existe una señal de eficiencia para los clientes, entre otras críticas al actual mecanismo. Centran el análisis en la estrategia de flexibilidad, indicando la relevancia a su juicio de implementar mercado del día anterior con despacho vinculante co optimizando reservas y energía, siendo esta una estrategia más adecuada que incorporar atributos de flexibilidad en la potencia.

14. Francisco Muñoz.

Indica que, como señal de flexibilidad, es importante que el mercado de corto plazo de energía sea perfeccionado, incorporando mayor granularidad en la determinación de los costos marginales, mercados vinculantes y participación de la demanda. Tras efectuar un análisis comparativo con mercados internacionales, cuestiona la efectividad de establecer mercados de potencia versus considerar precios de escasez en mercados de corto plazo de energía y servicios complementarios.



15. Wartsila.

Señalan la importancia que en la señal de largo plazo de la suficiencia se incorporen aspectos como el tiempo y confiabilidad de arranque, eficiencia, emisiones, mínimo técnico. Además, proponen que se remunere por disponibilidad y activación, incorporar índices de performance en el reconocimiento de la suficiencia, y destacan los atributos de las plantas gas peakers para proveer suficiencia y flexibilidad.

16. Diagnóstico del Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

La autoridad planteó en cuatro instancias su propuesta, dividida en cuatro ejes centrales, y apoyada por una presentación previa relacionada con cada tema de académicos y consultores del sector. En cada oportunidad, se describió el diagnóstico y las impresiones de los participantes respecto a los tópicos, a partir de las instancias y plataformas participativas dispuestas en las sesiones anteriores.

El primer tema planteado correspondió a la participación de la demanda. Se indica que “Clientes regulados prácticamente no modifican su comportamiento en horarios de mayor exigencia, mientras que clientes libres tienen distintas estrategias (no modificar, detener completa o parcialmente su producción apoyado o no con generadores diésel)”. Esto fundamentalmente producido por la falta de señales directas y eficientes hacia la demanda, y al desacople entre las demandas de los clientes respecto a la del sistema. Esto, sumado con los precios traspasados a los clientes, produciría generación local con objeto de recortar punta, sin que esto resulte sistémicamente eficiente en términos económicos. Tampoco existe posibilidad de que la demanda tenga una participación más activa en la disminución de los requerimientos de suficiencia.

Otro tema relevante diagnosticado es que el actual esquema, desarrollado en los 2000, no responde a los desafíos que impone el cambio acelerado en la conformación de la matriz eléctrica. Así, en un sistema que a principios de siglo tenía como principal soporte la energía hidráulica, hoy se sostiene en una matriz que equilibra en partes similares a las nuevas tecnologías (solar, eólica, geotérmica) con las tradicionales como el carbón, gas natural, diésel y la hidroelectricidad. La regulación vigente tiene diferentes metodologías dependiendo de la tecnología, y, además, se encuentran en distintos niveles normativos.

Se muestran los antecedentes de diferentes estudios que dan cuenta del incremento en la variabilidad e incertidumbre en la matriz que se está desarrollando en el país en el mediano y largo plazo, señalándose que el mercado de servicios complementarios se utiliza para variaciones de muy corto plazo, y que no se cuenta con señales para incentivar los recursos o capacidad suficiente para gestionar los requerimientos de flexibilidad de forma eficiente.

Los aspectos operativos de la regulación vigente de potencia de suficiencia también han sido sujetos de un análisis crítico. El diagnóstico mostrado expone la falta de criterios formalizados para la definición en tiempo y forma de los subsistemas de potencia, quedando al arbitrio de la autoridad, la falta de coherencia entre los plazos de las fijaciones tarifarias respecto a los períodos en que se efectúan los balances de potencia, la falta de representatividad actual del margen de reserva teórico como elemento para modificar el precio de la potencia, la existencia de una eventual sobre instalación de capacidad en el sistema, la falta de un nivel de confiabilidad objetivo y la insuficiencia del actual modelo de indisponibilidad forzada para reflejar los estados operativos de las unidades.

En los siguientes numerales y capítulos del presente informe se efectúa un análisis y se emite un juicio crítico en relación tanto a estos antecedentes, como a las propuestas que surgen de los mismos.

-----

