

Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional

El camino hacia un sistema eléctrico sostenible



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile

Contenidos

| | | |
|-------|---|----|
| | Presentación Comisión Asesora | 4 |
| 1 | Resumen Ejecutivo | 6 |
| 2 | Introducción | 11 |
| 2.1 | Contexto y motivación | 11 |
| 2.2 | Objetivo de la Estrategia | 12 |
| 2.2.1 | Objetivo general | 12 |
| 2.2.2 | Objetivos específicos | 12 |
| 2.3 | Alcance de la Estrategia | 13 |
| 3 | proceso de elaboración de la estrategia y consideraciones | 15 |
| 3.1 | Descripción del proceso | 15 |
| 3.2 | Estudios considerados | 18 |
| 3.3 | Definición de flexibilidad | 26 |
| 3.4 | Elementos que pueden proporcionar flexibilidad a un sistema eléctrico | 28 |
| 4 | Ejes y medidas de la Estrategia de Flexibilidad | 30 |
| 4.1 | Eje 1. Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible | 32 |
| 4.1.1 | Medida 1: Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia | 33 |
| 4.1.2 | Medida 2: Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad | 35 |



| | | |
|-------|--|----|
| 4.1.3 | Medida 3: Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro | 38 |
| 4.1.4 | Medida 4: Monitorear y evaluar el mercado de SSCC | 39 |
| 4.2 | Eje 2. Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles | 41 |
| 4.2.1 | Medida 5: Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema | 42 |
| 4.2.2 | Medida 6: Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento | 42 |
| 4.2.3 | Medida 7: Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos | 44 |
| 4.2.4 | Medida 8: Permitir la incorporación de proyectos piloto | 45 |
| 4.3 | Eje 3. Operación flexible del sistema | 46 |
| 4.3.1 | Medida 9: Perfeccionar la señal del costo marginal de energía | 47 |
| 4.3.2 | Medida 10: Perfeccionar el proceso de programación de la operación | 49 |
| 4.3.3 | Medida 11: Perfeccionar la operación en tiempo real | 50 |
| 4.3.4 | Medida 12: Tratamiento de desvíos de generación y demanda | 52 |
| 4.4 | Implementación de las medidas | 54 |
| 4.5 | Resumen de las medidas de la Estrategia de Flexibilidad | 56 |
| 6 | Referencias | 57 |



Presentación Comisión Asesora

Por medio de la presente, queremos introducir el documento de Estrategia de Flexibilidad que responde a la invitación con la que nos distinguiera el Ministro de Energía Juan Carlos Jobet en septiembre de 2019. Como Comisión Asesora queremos agradecer la confianza depositada por el Ministro en los integrantes de esta Comisión, pues ha sido un honor, y la vez una responsabilidad, trabajar en un tema de gran relevancia para el sector eléctrico y que creemos será clave en los desafíos actuales y futuros del sector.

Como se reconoce a nivel internacional, la flexibilidad de los sistemas eléctricos ha cobrado una mayor preponderancia en los últimos años, debido principalmente a modificaciones regulatorias y tecnológicas que se han introducido en los sistemas eléctricos generando un nuevo paradigma caracterizado por una mayor incorporación de centrales de energía renovable, un aumento de la generación distribuida, retiros de centrales de base -a carbón o nucleares-, participación activa de la demanda, electromovilidad, sistemas de almacenamiento, entre otros aspectos. En este sentido, creemos que es fundamental que la regulación del sector se adapte a estos desafíos, convirtiéndose en una plataforma habilitante para el desarrollo y utilización de la flexibilidad que se requiera en el Sistema Eléctrico Nacional.

Durante este tiempo, como Comisión Asesora y junto a la gran labor realizada por el Comité de Flexibilidad, conformado por representantes del Ministerio, de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, hemos analizado los distintos elementos que surgen de este nuevo paradigma, nos hemos reunido con diferentes actores del sector que nos han entregado sus visiones y propuestas, y estamos seguros de que este documento, no sólo plantea medidas específicas para enfrentar estos desafíos, sino que también se convierte en una Hoja de Ruta de los cambios regulatorios, que como sector, debemos implementar en los próximos años, para generar una matriz energética más segura, eficiente y sostenible para nuestro país.





Hugh Rudnick



Jorge Moreno



Renato Agurto



Daniel Olivares



1. Resumen Ejecutivo

Los mercados eléctricos a nivel internacional están experimentando importantes reformas regulatorias destinadas a asegurar la operación y expansión eficiente de los sistemas eléctricos en el largo plazo, considerando el nuevo paradigma de operación que están enfrentando. Dicho paradigma está caracterizado por cambios tecnológicos y aspectos ambientales y sociales, cuyas tendencias corresponden a un incremento en la participación de centrales de Energía Renovable Variable (ERV), aumento de la generación distribuida, retiros de centrales de base que aportan inercia a los sistemas eléctricos (como centrales a carbón o nucleares), participación activa de la demanda en el mercado eléctrico, electromovilidad, incorporación de grandes capacidades de almacenamiento en baterías, entre otros aspectos.

Este nuevo paradigma de operación de los sistemas eléctricos conlleva a una mayor complejidad en mantener el equilibrio entre generación y demanda de electricidad en todo momento, debido, principalmente, a la mayor variabilidad e incertidumbre de la demanda eléctrica y de la oferta variable de generación. Debido a esto, se torna cada vez más necesario que la operación y las instalaciones que participan en ella puedan responder en forma rápida,

manteniendo la seguridad y confiabilidad; es decir, en forma flexible. El concepto de flexibilidad no es nuevo, dado que los sistemas eléctricos siempre han requerido flexibilidad para gestionar los desbalances que se producen entre la generación y demanda, no obstante, ha cobrado mayor relevancia debido a los mayores requerimientos de flexibilidad producto de la generación cada vez más masiva con ERV, así como lo será en el futuro con el incremento de las tecnologías como almacenamiento, electromovilidad y generación distribuida.

El concepto flexibilidad, para efectos del trabajo de elaboración de esta estrategia, es definido 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”.

Producto de la multiplicidad de alternativas de solución para proveer mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos, el Ministerio de Energía determinó elaborar una Estrategia de Flexibilidad cuyo objetivo es definir un conjunto de acciones para disponer de señales de mercado y procesos, que permitan el desarrollo y la utilización de la flexibilidad requerida en el Sistema Eléctrico Nacional, para que éste se desarrolle de forma segura, eficiente y sostenible. En ese sentido, el principal resultado de esta Estrategia de Flexibilidad es un plan de trabajo con medidas de acción que serán implementadas en el corto y mediano plazo para cumplir dicho objetivo.



La Estrategia de Flexibilidad fue desarrollada por el Ministerio de Energía, en conjunto con representantes de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, una Comisión Asesora de expertos especialmente convocada para esta instancia y la colaboración de la Agencia Internacional de Energía (IEA). La Comisión Asesora estuvo compuesta por los especialistas del sector eléctrico con reconocida experiencia en la materia Hugh Rudnick, Renato Agurto, Daniel Olivares y Jorge Moreno.

En la elaboración de la Estrategia de Flexibilidad se consideraron y analizaron distintos antecedentes disponibles a la fecha, incluyendo estudios previos y estudios desarrollados con motivo de la elaboración de esta Estrategia. Adicionalmente, se realizaron reuniones con diversos actores del sector eléctrico, incluyendo académicos, industria y consultores, para conocer sus visiones y propuestas. Con dichos antecedentes, se analizaron las distintas alternativas de solución para definir las acciones necesarias para cumplir con el objetivo de la Estrategia.

Como resultado del trabajo de la Estrategia de Flexibilidad, se definieron doce medidas de acción, agrupadas en tres ejes de trabajo:

- I. **Eje 1: Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible:** cuyo objetivo es perfeccionar señales de mercado orientadas a contar con la flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico. En este eje se definieron las siguientes medidas: (a) Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia; (b) Establecer señales de

mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad; (c) Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro; y (d) Monitorear y evaluar el mercado de Servicios Complementarios.

- II. **Eje 2: Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles:** cuyo objetivo es perfeccionar el marco regulatorio para la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico. En este eje se definieron las siguientes medidas: (a) Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema; (b) Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento; (c) Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos; y (d) Permitir la incorporación de proyectos piloto.
- III. **Eje 3: Operación flexible del sistema:** cuyo objetivo es perfeccionar aspectos del mercado spot, y de la programación y operación del sistema. En este eje se definieron las siguientes medidas: (a) Perfeccionar la señal del costo marginal de energía; (b) Perfeccionar el proceso de programación de la operación; (c) Perfeccionar la operación en tiempo real; y (d) Tratamiento de desvíos de generación y demanda.



En la Estrategia de Flexibilidad se estableció que las distintas medidas definidas cuenten con instancias participativas para su análisis e implementación, de modo que las visiones de los distintos agentes del sector eléctrico puedan ser consideradas, para el apropiado desarrollo del marco regulatorio que permita cumplir con los objetivos planteados en este documento.

Tratándose de la elaboración o modificación de normas técnicas por parte de la Comisión Nacional de Energía, las instancias de participación referidas en el párrafo anterior serán aquellas contempladas en el Decreto Supremo N°11, de 2017, del Ministerio de Energía.

Cabe destacar que algunas modificaciones regulatorias propuestas en la Estrategia de Flexibilidad corresponden a reglamentos que al momento de la elaboración de la Estrategia se encontraban en elaboración o bien en tramitación en la Contraloría General de la República. Dado que dichos reglamentos resultan necesarios y relevantes para la implementación de procesos relacionados con la operación del sistema, en la presente Estrategia se definieron plazos de modificación de los referidos reglamentos de modo que éstos puedan finalizar sus correspondientes tramitaciones y, luego de que se encuentren vigentes, se inicie un proceso de perfeccionamiento de aquellos elementos específicos identificados en esta Estrategia.

En la siguiente tabla se presente el plan de trabajo relacionado con las doce medidas establecidas en la Estrategia de Flexibilidad.

Cabe señalar que, los plazos señalados en el plan de trabajo anterior son sin perjuicio que la temporalidad asociada a las modificaciones a la normativa técnica se establecen en las resoluciones que aprueban los planes anuales normativos elaborados por la Comisión Nacional de Energía, siendo las últimas la Resolución Exenta CNE N°790 de 2018, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°383, de 2019, que aprueba el Plan Anual Normativo 2019, y la Resolución Exenta CNE N°776, de 2019, que aprueba el Plan Anual Normativo 2020.



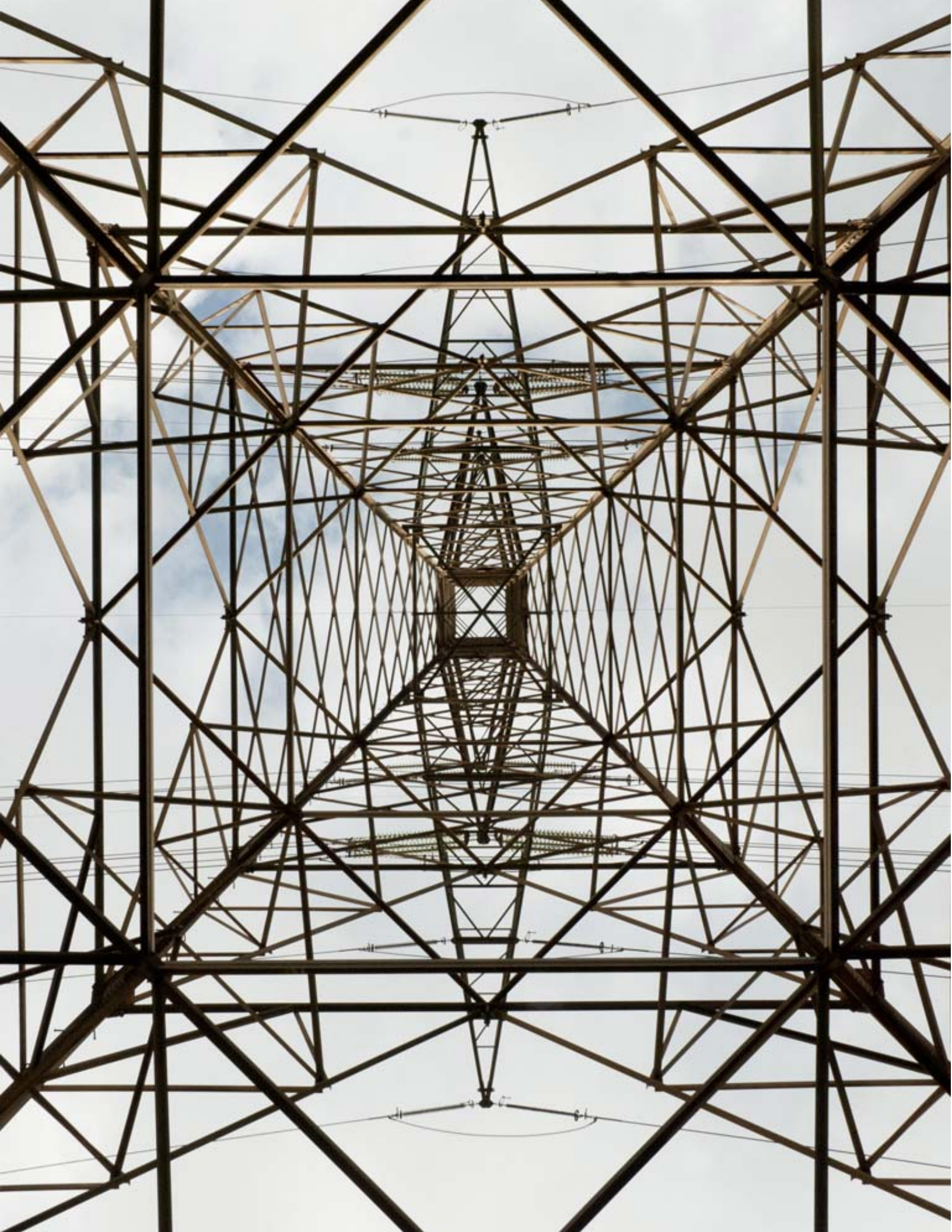


Tabla 1. Plan de trabajo de la Estrategia de Flexibilidad (plazos desde la publicación de la Estrategia de Flexibilidad)

| Actividad | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 | Mes 13 | Mes 14 | Mes 15 | Mes 16 | Mes 17 | Mes 18 | Mes 19 | Mes 20 | Mes 21 | Mes 22 | Mes 23 | Mes 24 | Mes 25 | Mes 26 | Mes 27 | Mes 28 | Mes 29 | Mes 30 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nuevo Reglamento de Potencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nueva Norma Técnica de Potencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Reglamento de Coordinación de la Operación | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reglamento de Planificación de la Transmisión ¹ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Monitoreo del mercado de SSCC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis sobre niveles de inercia y cortocircuito en el sistema | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus anexos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Declaración de Costos Variables (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Programación de la Operación (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Transferencias Económicas (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Programación de la Operación (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural Regasificado (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Costos Marginales (medidas de corto plazo) (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Costos Marginales (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Monitoreo del desempeño de los pronósticos de generación y demanda | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Simbología:

En proceso

Modificación posterior

Análisis y monitoreo

(*) Las Normas Técnicas indicadas corresponden al Plan Normativo 2020 de la CNE, de la Resolución Exenta 313, del 19 de agosto de 2020

Fuente: Elaboración propia

¹ Los plazos indicados en la Tabla 3 son referenciales. En el caso de Reglamentos y Normas Técnicas los plazos se refieren al periodo desde el inicio del trabajo de modificación hasta el documento que se publique en Consulta Pública, a excepción del Reglamento de Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, cabe indicar que los plazos de ciertas normas se establecerán en los planes anuales normativos correspondientes.

² El Reglamento de Planificación de la Transmisión se encuentra en tramitación en Contraloría General de la República y será adecuado en función de las propuestas emanadas de esta estrategia.

2. Introducción

2.1 Contexto y motivación

Los mercados eléctricos a nivel internacional están experimentando importantes reformas regulatorias destinadas a asegurar la operación y expansión eficiente de los sistemas eléctricos en el largo plazo, considerando el nuevo paradigma de operación que están enfrentando. Dicho paradigma está caracterizado por cambios tecnológicos y aspectos sociales y ambientales, cuyas tendencias corresponden a un incremento en la participación de centrales de Energía Renovable Variable (ERV), aumento de la generación distribuida, retiros de centrales de base que aportan inercia a los sistemas eléctricos (como centrales a carbón o nucleares), participación activa de la demanda en el mercado eléctrico, electromovilidad, incorporación de grandes capacidades de almacenamiento en baterías, entre otros aspectos.

Este nuevo paradigma de operación de los sistemas eléctricos conlleva a una mayor complejidad en mantener el equilibrio entre generación y demanda de electricidad en todo momento, debido, principalmente, a la variabilidad e incertidumbre de la demanda eléctrica y de la oferta variable de generación. Debido a esto, se torna cada vez más necesario que la operación y las instalaciones que participan en ella puedan responder en forma rápida, manteniendo la

seguridad y confiabilidad; es decir, en forma flexible. El concepto de flexibilidad no es nuevo, dado que los sistemas eléctricos siempre han requerido flexibilidad para gestionar los desbalances que se producen entre la generación y demanda, no obstante, ha cobrado mayor relevancia debido a los mayores requerimientos de flexibilidad producto de la generación cada vez más masiva con ERV, así como lo será en el futuro con el incremento de las tecnologías como almacenamiento, electromovilidad y generación distribuida.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no está ajeno a esta nueva realidad. En efecto, algunos desafíos que debe enfrentar son los siguientes:

- I. Aumento de la participación de centrales generadoras de energía renovable variable en la matriz de generación, como eólica y solar fotovoltaica, la cual alcanzó niveles mensuales de generación por sobre el 15% en los últimos meses del año 2019. A futuro se espera que esta participación aumente de manera considerable, llegando a niveles superiores a 50% al año 2030 [1].
- II. Proceso de cierre de centrales a carbón, con una meta de retiro total antes del año 2040, y compromiso de carbono neutralidad del país al año 2050².
- III. Aumento de la electrificación del transporte, considerando la meta de electrificar el 100% del transporte público al 2040 y el 40% de los vehículos particulares al 2050 [2].

² <http://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>



- IV. Aumento de la generación distribuida en el sistema, que actualmente sobrepasa los 1.000 MW de capacidad instalada y se espera que su participación aumente a futuro, producto principalmente de las reformas regulatorias recientemente implementadas, destinadas a impulsar su desarrollo.
- V. Participación activa, en el mediano y largo plazo, de la demanda en el mercado eléctrico, estimulada a partir de los cambios incorporados en el nuevo mercado de Servicios Complementarios (SSCC) y otras modificaciones en el marco regulatorio.
- VI. Preservar y garantizar la confiabilidad y seguridad de servicio del sistema eléctrico.
- VII. Propender al desarrollo de un sistema eléctrico resiliente.
- VIII. Permitir un desarrollo del sector energético que sea compatible con las necesidades sociales y ambientales del país, así como lograr los compromisos dispuestos en el Acuerdo de París.

A partir de los desafíos descritos anteriormente, resulta oportuno establecer los medios para garantizar que el SEN cuente con las capacidades necesarias para realizar una transición hacia un desarrollo sostenible, y al mismo tiempo, tenga los instrumentos para gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura, económica y sostenible en el tiempo. Producto de ello, surgió la necesidad de analizar si en el mercado eléctrico existen señales que permitan que el sistema se desarrolle con la

flexibilidad requerida en el corto, mediano y largo plazo.

Considerando la multiplicidad de alternativas de solución para proveer mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos, evidenciadas en la experiencia internacional, las cuales van desde modificaciones a nivel regulatorio y de diseño de mercado, hasta mejoras en infraestructura y aspectos operacionales, el Ministerio de Energía determinó elaborar una **Estrategia de Flexibilidad**, en adelante, la “Estrategia”, que entregue los lineamientos para el desarrollo del mercado eléctrico, para hacer frente a estos nuevos desafíos operacionales y los requerimientos de flexibilidad en el sistema, a través de un plan de trabajo que incluye diversos perfeccionamientos a reglamentos, normas técnicas y procesos operativos.

2.2 Objetivo de la Estrategia

2.2.1 Objetivo general

El objetivo de la Estrategia de Flexibilidad es definir acciones para disponer de señales de mercado y procesos, que permitan el desarrollo y la utilización de la flexibilidad requerida en el Sistema Eléctrico Nacional, para que éste se desarrolle de forma segura, eficiente y sostenible.

2.2.2 Objetivos específicos

A efectos de lograr el objetivo general, el proceso de elaboración de la Estrategia tiene los siguientes objetivos específicos:



- I. Realizar un diagnóstico de los principales desafíos que enfrentará el sistema eléctrico, con foco en contar con la flexibilidad suficiente.
- II. Realizar un levantamiento de los principales estudios y análisis realizados por actores del mercado eléctrico y comunidad académica, relacionados con la flexibilidad del sistema.
- III. Diseñar y ejecutar un proceso que considere la participación de agentes y actores del mercado y comunidad científica en el análisis y diseño de medidas regulatorias específicas.
- IV. Estructurar las medidas específicas que surjan del análisis realizado, incluyendo espacios de perfeccionamiento al marco regulatorio.
- V. Identificar los instrumentos regulatorios que se requieren perfeccionar.
- VI. Establecer plazos de implementación de las iniciativas.

2.3 Alcance de la Estrategia

En el marco de la elaboración de la Estrategia de Flexibilidad, se analizaron diversas posibles modificaciones regulatorias al mercado eléctrico y procesos operativos, relacionados con los requerimientos futuros de flexibilidad en el sistema. Dichos análisis y las medidas acordadas se realizaron bajo ciertos márgenes, los cuales se describen a continuación.

En primer lugar, se estableció como base el mantener algunos elementos estructurales del

mercado eléctrico chileno en el corto y mediano plazo, incluyendo como marco de acción de la presente estrategia la revisión de reglamentos, normas técnicas y procesos operativos. Uno de los elementos estructurales corresponde a mantener un mercado de energía basado en costos auditados, donde si bien se entiende que es posible plantear la posibilidad de transitar a un mercado de ofertas de energía, se ha considerado que ello requiere de profundos análisis, discusiones con los actores del mercado, contar con la información suficiente, y evaluar sus costos, beneficios y riesgos. Esto considerando que, además, los costos y precios en el mercado han caído en forma relevante en los últimos años, ha habido un aumento en el número de participantes del sector y se incrementado la competencia, y las proyecciones indican que esta tendencia se mantendría en el futuro.

Asimismo, se consideró mantener un esquema de pago por potencia regulado, por lo que no se analizaron otros esquemas, como licitaciones de potencia o un mercado de capacidad. Esto principalmente porque se estima que el esquema actual ofrece oportunidades de mejora que contribuirían a cumplir con los objetivos planteados en la Estrategia.

Si bien ambos elementos descritos anteriormente se han dejado fuera del alcance del análisis de la Estrategia, no se descarta la necesidad de analizarlos a futuro.

Adicionalmente, un conjunto de otros elementos que se han dejado fuera del alcance de esta Estrategia son aquellos que están siendo abordados en otras discusiones regulatorias. Por una parte, la habilitación de provisión de diversos servicios energéticos por



parte de instalaciones conectadas al sistema de distribución, y la participación de medios energéticos distribuidos en distintos mercados, son aspectos que están siendo abordados en la modernización de la distribución eléctrica que se encuentra en trámite legislativo. Por otra parte, las redes de transmisión forman parte de un segmento que también está siendo perfeccionado a través de modificaciones regulatorias específicas, las cuales apuntan a tener un desarrollo más eficiente y oportuno de infraestructura de transmisión, que permitan establecer una plataforma de mercado, no sólo para los intercambios de energía y potencia y servicios complementarios, sino también para incorporar el atributo de flexibilidad y aprovechar también estos recursos de forma eficiente.



3. proceso de elaboración de la estrategia y consideraciones

3.1 Descripción del proceso

La Estrategia de Flexibilidad fue desarrollada por el Ministerio de Energía (MEN), en conjunto con representantes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), una Comisión Asesora de expertos especialmente convocada para esta instancia y la colaboración de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

La Comisión Asesora estuvo compuesta por los especialistas del sector eléctrico con reconocida experiencia en la materia Hugh Rudnick, Renato Agurto, Daniel Olivares y Jorge Moreno, que tuvieron el objetivo de apoyar en la definición de los lineamientos para futuras modificaciones del marco regulatorio, de cara a los nuevos desafíos operacionales que enfrentará el sistema eléctrico chileno. A continuación, se dispone una breve reseña de los integrantes de la referida comisión:

- Hugh Rudnick: Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile y Ph.D. de la Universidad de Manchester, Inglaterra, Hugh Rudnick es Profesor Emérito en la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Fellow del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Es socio director y fundador de la empresa de ingeniería Systep Ingeniería y Diseño.
- Renato Agurto: Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile. Fue jefe del Departamento Eléctrico de la Comisión Nacional de Energía, donde participó en el diseño de una nueva política energética para el país. También fue parte del equipo de trabajo que diseñó e implementó el sistema de precios y el mercado spot, junto con participar en la elaboración de la reforma eléctrica nacional de 1982. Es socio director y fundador de la empresa consultora Synex.
- Daniel Olivares: Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile. Ph.D. en Ingeniería Eléctrica y Computación, Universidad de Waterloo. Es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile e investigador del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería. Se especializa en optimización aplicada a sistemas de potencia energías renovables, operación de sistemas eléctricos y redes inteligentes.
- Jorge Moreno: Ingeniero Civil Electricista y magíster de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Master en Engineering and Management del Massachusetts Institute of Technology (MIT). Tiene más de 10 años de experiencia en la industria energética. Ha trabajado en una amplia gama de evaluaciones socio-técnicas, financieras y estratégicas para actores en la industria energética. Se especializa en análisis sistémicos para empresas de generación, transmisión, distribución, grandes clientes de energía y el gobierno en Chile. Es socio de la empresa consultora Inodú.



Luego de la conformación de la Comisión Asesora, se efectuaron una serie de audiencias con distintos actores del sector eléctrico y asociaciones gremiales, con el objetivo de conocer sus visiones y propuestas relacionadas con la flexibilidad. Cabe señalar que los documentos que contienen cada una de las visiones y propuestas de los distintos agentes del sector, que participaron en este proceso, se encuentran públicos en la página web del Ministerio de Energía³.

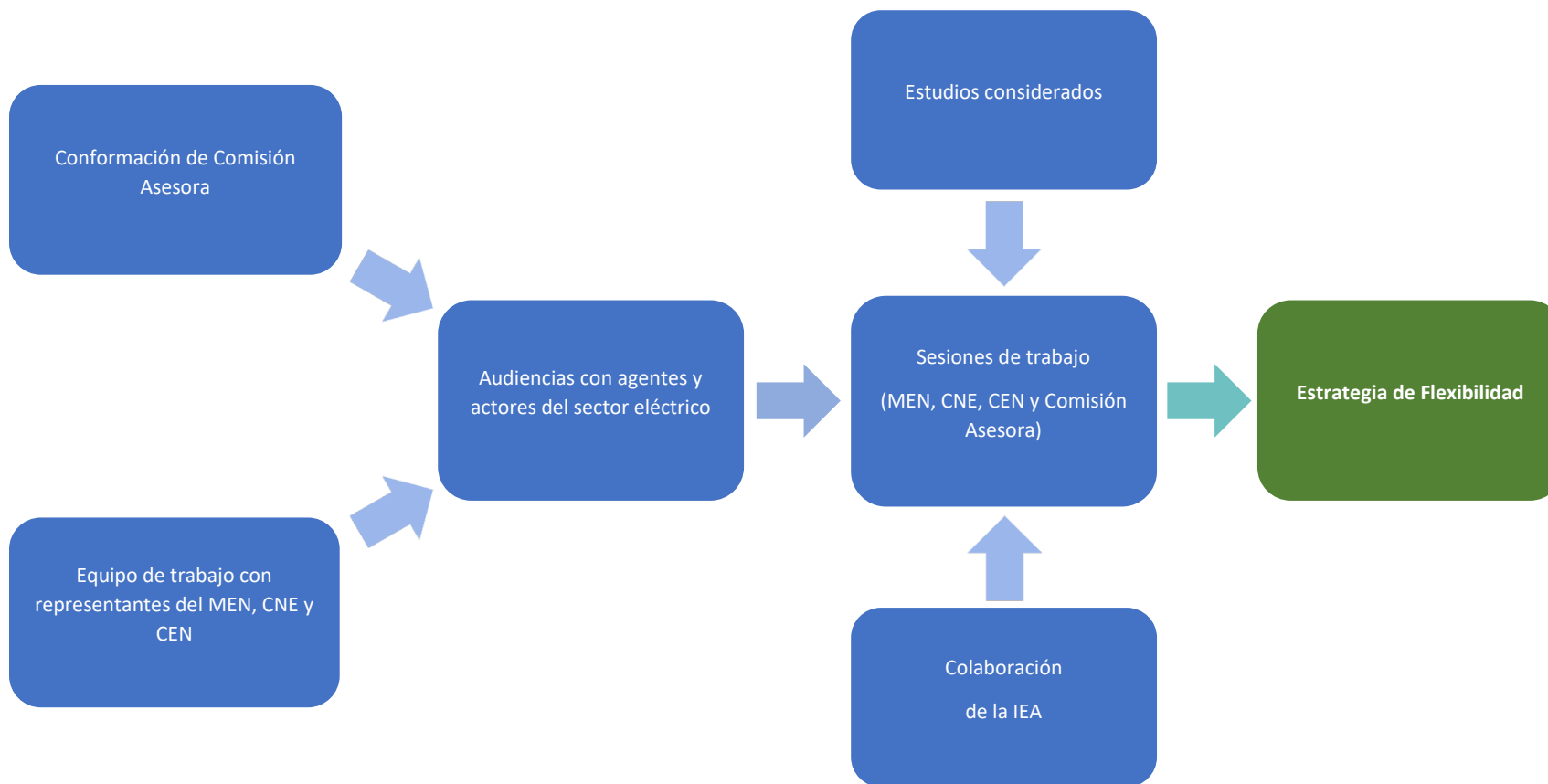
Posteriormente, se realizaron un total de once sesiones de trabajo entre la Comisión Asesora y el equipo del Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía y Coordinador Eléctrico Nacional, donde se consideraron los estudios y análisis que habían sido realizados previamente por agentes y actores del sector eléctrico, y el Ministerio de Energía. En las primeras tres sesiones de trabajo se discutió sobre el diagnóstico, se estableció una definición del concepto de flexibilidad y se establecieron tres ejes de acción para estructurar el proceso. En las siguientes sesiones de trabajo se discutieron los principales desafíos y alternativas de solución para cada uno de los tres ejes definidos.

Cabe indicar que, durante la realización de las sesiones de trabajo anteriormente descritas, se sostuvieron reuniones con representantes de la Agencia Internacional de Energía, quienes entregaron sus recomendaciones y sugerencias a las medidas propuestas y al presente documento.

Finalmente, se elaboró un plan de trabajo de implementación, con las principales medidas, instrumentos regulatorios y sus respectivos plazos de implementac



Figura 1: Etapas y consideraciones del proceso de elaboración de la Estrategia de Flexibilidad



Fuente: Elaboración propia

En las siguientes secciones de este capítulo se describen los aspectos que fueron relevantes en el proceso de elaboración de la Estrategia de Flexibilidad. En primer lugar, se describen los principales estudios considerados, que fueron realizados para el Ministerio de Energía, o por otros actores del sector eléctrico, los cuales contienen algunas de las propuestas y análisis considerados en la discusión. Posteriormente, se describe el concepto de flexibilidad que fue discutido y consensado en el marco de la presente Estrategia, y que permite caracterizar el fenómeno operativo y sentar una base para incluir este concepto en la regulación eléctrica. Finalmente, se presenta un levantamiento de los principales elementos que pueden aportar flexibilidad a un sistema eléctrico, que se ha evidenciado en el contexto nacional y en la experiencia internacional, y que permiten un mejor entendimiento de la definición de los ejes de acción definidos en la presente Estrategia.

3.2 Estudios considerados

En la elaboración de la Estrategia de Flexibilidad se consideraron y analizaron diversos estudios realizados para el Ministerio de Energía y por algunos actores del sector eléctrico, que abordan aspectos relacionados con los objetivos de la Estrategia de Flexibilidad. En la presente sección se describen brevemente dichos estudios. Cabe señalar que estos antecedentes se encuentran públicos en la página web del Ministerio de Energía⁴.

⁴ Disponible en <http://www.energia.gob.cl/panel/estrategia-de-flexibilidad>

I. “Análisis de Requerimientos de Flexibilidad en la operación y desarrollo del SEN”, realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para el Ministerio de Energía, año 2019 [3]

En este estudio se realiza un análisis de los efectos de reconocer o considerar los requerimientos de flexibilidad en el SEN al realizar la expansión eficiente de la matriz eléctrica del sistema, desde un punto de vista centralizado, con el objetivo de representar las decisiones de inversión eficientes que tomarían los agentes del mercado bajo los supuestos considerados. Dichas necesidades de flexibilidad fueron asociados principalmente a requerimientos de inercia, reservas, y rampas.

En particular, el análisis permite ilustrar la importancia de reconocer y planificar de manera anticipada los recursos que requeriría el SEN, para permitir una operación segura, eficiente y a mínimo costo, ante una integración masiva de energías renovables variables, como lo son las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, y ante la salida de centrales generadoras a carbón⁵.

El estudio del Coordinador estuvo compuesto por dos etapas: en primer lugar, se analizó la expansión de la matriz eléctrica del sistema bajo dos escenarios (considerando y sin considerar los requerimientos de flexibilidad en las decisiones de expansión) y, en segundo lugar, se analiza la operación detallada del SEN, con el fin de cuantificar

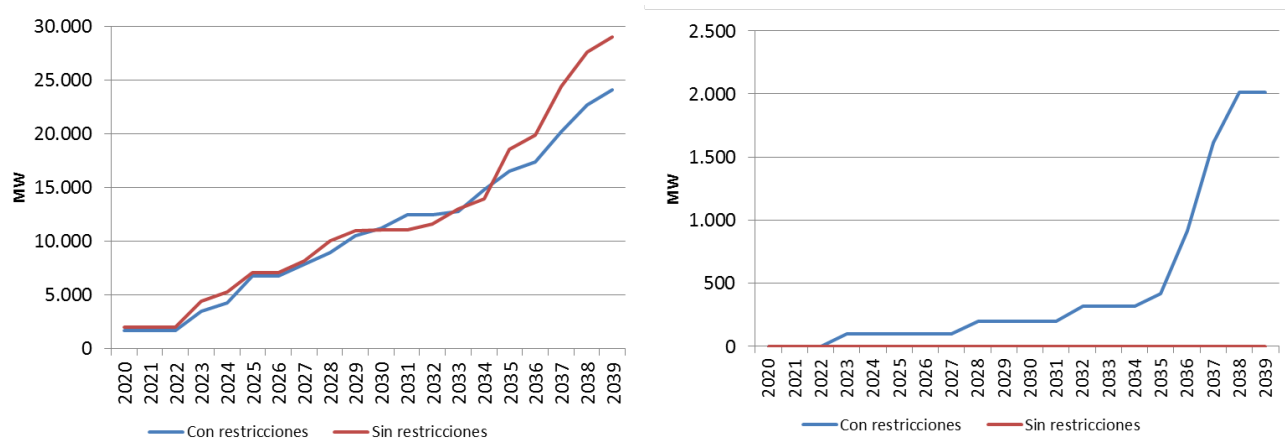
⁵ Considera escenario base presentado en el “Estudio de operación y desarrollo del SEN sin centrales a carbón” del Coordinador [21].



económicamente el impacto de considerar o no los requerimientos de flexibilidad, poniendo a prueba e desempeño operativo de dicha matriz eléctrica resultante de la primera etapa y determinando sus respectivos costos de operación. Como resultado de

la primera etapa, se obtuvo que en el caso que se consideran requerimientos de flexibilidad en la expansión del sistema, las tecnologías capaces de proveer flexibilidad adelantan su desarrollo en el tiempo, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2. Evolución de nueva capacidad instalada de centrales eólicas y solares (gráfico de la izquierda) y de centrales CSP, geotérmicas, a bombeo y sistemas de almacenamiento (gráfico de la derecha), para escenarios con y sin restricciones de flexibilidad

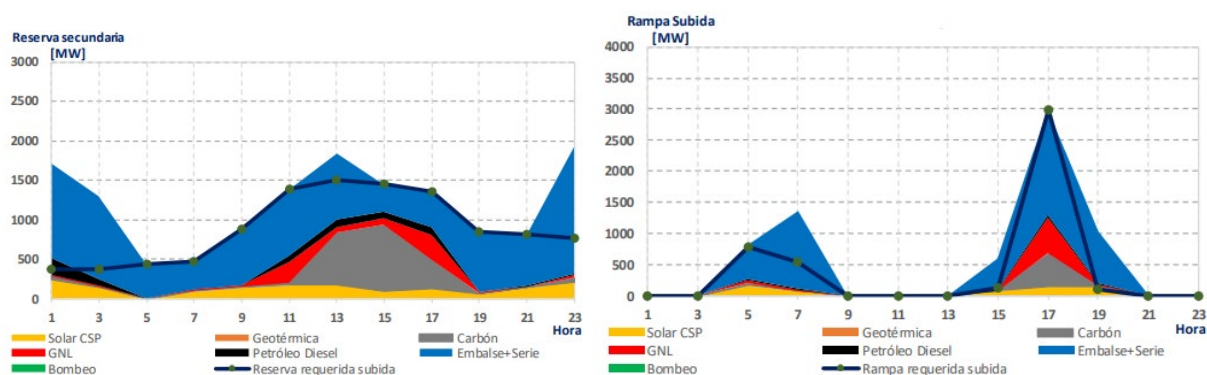


Fuente: Elaboración propia a partir de [3] (escenario A6)

Es importante destacar que, con los supuestos considerados en el estudio del Coordinador, las decisiones de expansión eficientes en generación cambian a partir del año 2023, y de manera más relevante a partir del año 2028. Dados estos resultados, se identifica la relevancia de avanzar prontamente en un perfeccionamiento del marco regulatorio que entregue los incentivos apropiados para que los agentes del sector tomen las decisiones de inversión que sean más eficientes para el sistema.

En los resultados de la segunda etapa del estudio, relacionados con la operación detallada del SEN, es posible observar que, dado los altos niveles de inserción ERV, se requerirían a futuro reservas para el control de frecuencia y para rampas horarias de 1.500 MW y 3.000 MW, respectivamente, lo cual representa un desafío relevante para la operación del SEN (ver Figura 3).

Figura 3. Reservas requeridas para el control secundario de frecuencia (gráfico de la izquierda) y rampas horarias (gráfico de la derecha), para el año 2035

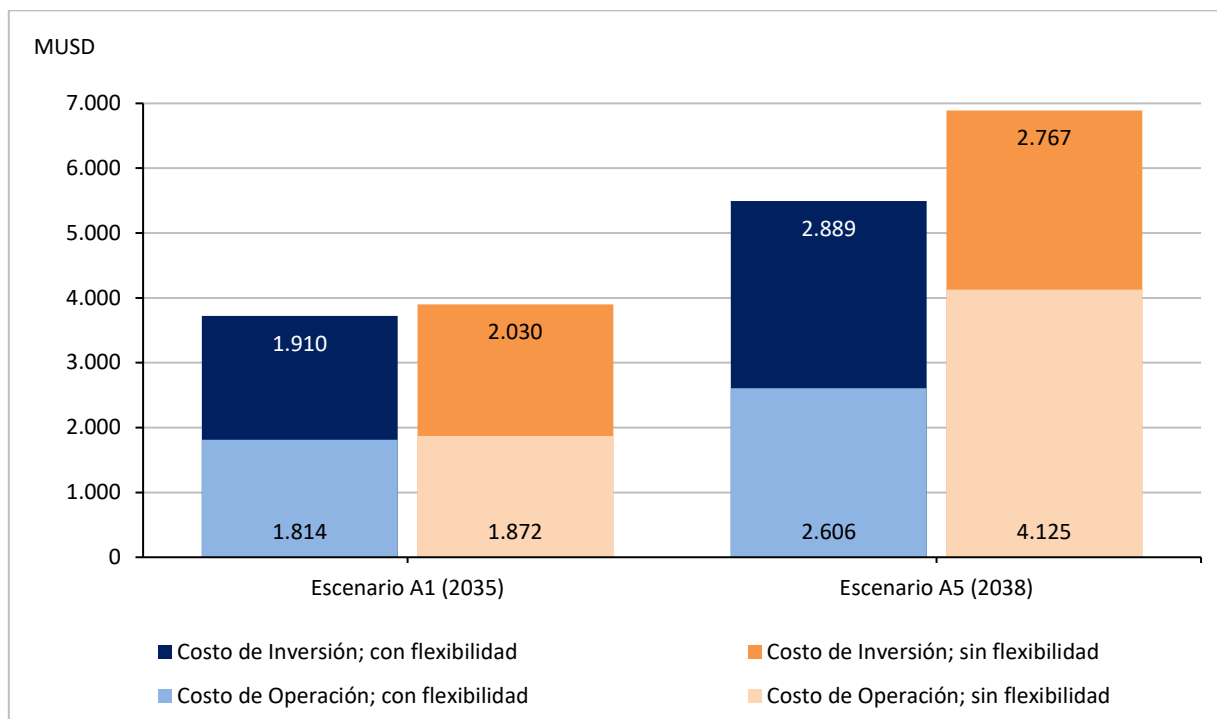


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional [3]

Asimismo, de acuerdo con los resultados que se presentan en la Figura 4 se observa que, al no considerar requerimientos de flexibilidad de manera anticipada en el desarrollo del sistema, se produce un aumento de los costos anuales de operación en un 3% y 58% para el escenario A1 y A5⁶ respectivamente, debido a la operación de unidades generadoras menos eficientes para gestionar los requerimientos de flexibilidad. Por otra parte, los costos anuales de inversión en el escenario A1 aumentan un 6% y en el escenario A5 disminuyen un 4%, al no considerar de manera anticipada los requerimientos de flexibilidad en el desarrollo del sistema. Finalmente, en suma, los costos anuales totales (costos de operación más la anualidad de costos de inversión) aumentan al no considerar requerimientos de flexibilidad de manera anticipada en el desarrollo del sistema en un 5% y 25%, en el escenario A1 y A5 respectivamente. Esto da cuenta de la relevancia que tiene la incorporación oportuna del concepto de flexibilidad en el marco regulatorio y en el diseño del mercado para los costos totales del sistema.

⁶ Los Escenarios A1 y A5 fueron elaborados principalmente sobre la base de los supuestos del estudio "Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón" [21].

Figura 4. Costos anuales esperados de inversión (anualidad) y operación



Fuente: Elaboración propia a partir de [3]

II. “Estudio de incorporación del atributo de flexibilidad al mercado eléctrico chileno”, realizado por Inodú para GIZ y Ministerio de Energía, año 2019 [4]

En términos generales, el estudio analiza alternativas de modificación del diseño del mercado eléctrico chileno que permitan incorporar atributos de flexibilidad, teniendo en consideración mantener la estructura actual del mercado eléctrico chileno basada en costos auditados. Los atributos de flexibilidad descritos en el estudio incluyen la capacidad de proveer rampas, la capacidad de ciclaje, la reducción de tiempos mínimos de operación, reducción de mínimos técnicos y reducción de tiempos mínimos de operación, entre otros.

En la primera parte del estudio se describen los principales lineamientos relacionados con principios regulatorios que se tomaron en consideración para la elaboración de propuestas para la incorporación del atributo de flexibilidad a la regulación del mercado eléctrico chileno.

En la segunda parte del estudio se presenta una profunda revisión del actual marco regulatorio del mercado eléctrico chileno, donde se analizan diversas leyes, reglamentos y normas técnicas. Adicionalmente, en esta parte



del estudio, se presentan y analizan los efectos de desvíos entre la programación de la operación del sistema y la operación efectiva de tres casos reales de operación del sistema eléctrico chileno.

En la tercera parte del estudio se realiza una descripción del concepto “flexibilidad operacional del sistema eléctrico” y se presenta una estimación de ciertos requerimientos futuros de atributos de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente, se estimaron los posibles requerimientos de rampa en 1 hora y 3 horas para los años 2021 y 2026. Dichas estimaciones se realizaron en un escenario posible de evolución de la matriz de generación eléctrica, elaborado tomando en consideración el parque de centrales declaradas en construcción, los proyectos comprometidos en recientes licitaciones de suministro a clientes regulados, y el vencimiento de contratos de clientes libres durante el periodo estudiado. Las estimaciones dieron como resultado que las rampas máximas en 1 hora podrían alcanzar los 1.700 MW y 2.800 MW para los años 2021 y 2026, respectivamente, y las rampas máximas en 3 horas podrían alcanzar los 3.400 MW y 5.500 MW, para los mencionados años.

Finalmente, la cuarta parte del estudio describe diversos análisis que se realizaron sobre los desafíos del mercado eléctrico chileno para desarrollar un sistema eléctrico flexible, entre los cuales se destacan:

- I. [Adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta](#): se menciona que una mayor participación de centrales renovables variables conlleva a mayores requerimientos de capacidad para cubrir la demanda neta del sistema, por lo que se establece la necesidad de identificar una “capacidad flexible necesaria” en el sistema para abastecer las rampas de demanda neta.
- II. [Programación de la operación de corto plazo](#): se mencionan distintos aspectos a mejorar en la operación del sistema, tales como: pronóstico de ERV y la responsabilidad de éste (asimetría de riesgos percibidos por las empresas generadoras y el Coordinador); instancia y frecuencia de realización del programa de corto plazo; definición de reservas y su ajuste; mejorar pronóstico de demanda; necesidad de cuantificar incertidumbre de rampas de demanda neta de 1 y 3 horas; reducción de brechas de interpretación en el uso de parámetros técnicos; procedimiento de cálculo de Costos Variables No Combustibles (CVNC); posibilidad de definir nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas; y aplicación de requerimientos de normativa ambiental.
- III. [Señal de costo en mercado spot](#): se indica que es fundamental que el tiempo entre la operación real y la publicación de la señal de costo marginal sea tan breve como sea posible, y que su fijación sea de cortos intervalos de tiempo, menores a los actuales intervalos de 1 hora, para entregar señales económicas eficientes a proveedores de flexibilidad.



- IV. Asignación de costos fijos de operación: se señalan dos maneras de remunerar los costos de partida y detención de unidades térmicas, ya sea, modificando la declaración de costos variables, o bien, reconociendo los costos mediante un pago adicional, complementario, sin afectar el costo marginal de energía.
- V. Modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento: se realiza una discusión sobre: sistemas de almacenamiento como activo de transmisión; la independencia del operador del sistema como operador de activos de almacenamiento; la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión); modelos de participación de sistemas de almacenamiento en mercados mayoristas; y pagos adicionales, complementarios, en caso de despachos fuera de orden económico.
- VI. Mercado de potencia: se describen los principales desafíos del mercado de la potencia, entre los cuales se destacan, entre otros: el perfeccionamiento de la definición de suficiencia; los incentivos para cubrir la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico; la determinación de la potencia inicial de centrales de ERV; el tratamiento de sistemas de almacenamiento; la consideración de limitaciones ambientales en control estadístico para la determinación de la potencia equivalente.

III. Estudios desarrollados por agentes y actores del sector

Adicionalmente a los estudios descritos anteriormente, en el proceso de la elaboración de la Estrategia de Flexibilidad se consideraron algunos estudios desarrollados por agentes del sector eléctrico, universidades y consultores. En la Tabla 2 se presenta una breve descripción de dichos estudios.



Tabla 1. Estudios desarrollados por agentes y actores del sector eléctrico considerados en la Estrategia de Flexibilidad

| Título del estudio | Desarrollado por | Objetivo |
|---|---|--|
| Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles [5] | Centro de Energía de la Universidad de Chile para Acera (2017) | Proponer una metodología debidamente fundamentada del pago por potencia de suficiencia que deberían recibir las fuentes de generación con energías renovables variables. Los objetivos específicos son: 1) Revisar antecedentes nacionales e internacionales sobre la interpretación del pago por potencia de suficiencia para centrales con fuentes renovables de generación; 2) Proponer una metodología para el pago por suficiencia a centrales con generación renovable variable, con énfasis en las centrales eólicas y solares; 3) Aplicar la metodología de cálculo propuesta. |
| Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados [6] | Narvik para CNE (2017) | Analizar la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia actualmente en uso en Chile, con énfasis en el tratamiento de las centrales generadoras solares y eólicas, el cálculo del índice IFOR, la definición de subsistemas, la selección de la barra de referencia y tamaño de la unidad de punta en un subsistema, el mecanismo de ajuste de la potencia de suficiencia preliminar para obtener la potencia de suficiencia definitiva, el margen de reserva teórico y la modelación de la demanda. |
| Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile [7] | Consortio Synex, Estudios Energéticos Consultores y la Universidad Pontificia de Comillas para Generadoras de Chile AG (2018) | Este estudio tuvo tres etapas: 1) En la primera etapa se analizó el impacto técnico-económico a nivel internacional de las energías renovables variables en los diferentes segmentos del mercado eléctrico, se definieron los debates más relevantes a raíz de las elevadas penetraciones de estas tecnologías y se presentó una panorámica detallada de las experiencias internacionales al respecto; 2) En la segunda etapa se estudió el mercado chileno y se identificaron los aspectos críticos que pueden obstaculizar una integración eficiente de las tecnologías de energía renovable variable (ERV) en el sistema eléctrico. También se identificaron en esta etapa las mejores prácticas de la experiencia internacional; 3) La tercera etapa tuvo el objetivo de presentar una serie de propuestas regulatorias para el contexto chileno con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración de energía renovable variable y analizar los cambios legislativos y regulatorios que se requerirían para llevar a cabo las propuestas. |



| Título del estudio | Desarrollado por | Objetivo |
|---|---|--|
| Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes [8] | Consortio PSR-Moray para Generadoras de Chile AG (2018) | Establecer una cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad por parte del sector generación, necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico bajo 81 escenarios proyectados que contemplan distinto grado de penetración de fuentes de energía variable en el tiempo, entre otras variables. |
| Pagos por Capacidad en un Contexto Renovable Variable [9] | Systep Ingeniería y Diseño para GPM AG (2018) | Presentación con revisión y desarrollo de siguientes conceptos: Potencia de suficiencia de centrales renovables variables; Cálculo de Indisponibilidad Forzada; Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva; Definición de subsistemas |
| Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional [10] | Narvik para CNE (2018) | Estudio que analizó el concepto de horario de punta, su utilización e impacto en el Sistema Eléctrico Nacional, y las implicancias de la determinación de los horarios de punta como parte del mecanismo de control de punta en el mercado eléctrico nacional. El principal énfasis de este estudio estuvo en el mercado mayorista de potencia de punta y en el traspaso de los cargos a los distintos tipos de clientes a que este mercado da lugar. |
| Lineamientos principales para propuesta regulatoria sobre flexibilidad y propuesta regulatoria para sistemas de almacenamiento en Chile [11] | Valgesta Energía para Colbún (2019) | El estudio abarcó 2 informes: el primero, abordó las necesidades futuras de flexibilidad en el SEN, para lo cual se realizó una modelación que permitiera definir y cuantificar de aquí al año 2030 las demandas de flexibilidad que requerirá el sistema en distintos escenarios de penetración de energía solar y eólica. El segundo, mostró el posible rol del almacenamiento en el desarrollo y expansión del sistema eléctrico en los próximos 10 años. |



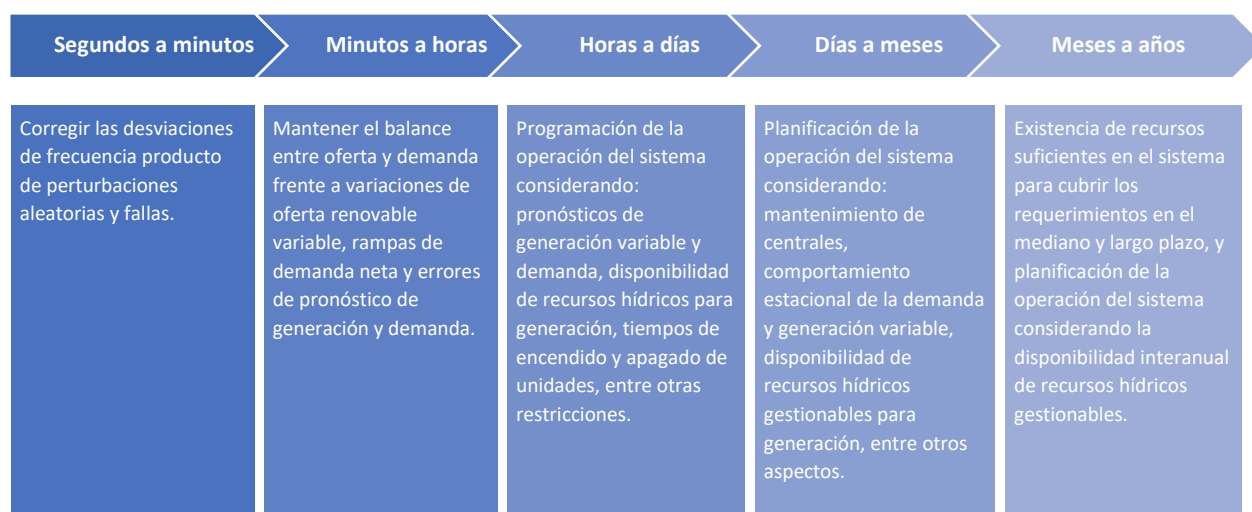
| Título del estudio | Desarrollado por | Objetivo |
|---|--|--|
| Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional [12] | Centro de Energía de la Universidad de Chile para Acera (2019) | Revisión de la experiencia internacional respecto de la flexibilidad y su contraste con el marco reglamentario chileno. El documento cubre desde la definición del concepto, métricas asociadas (típicamente relacionadas a rampa y características del sistema), y a formas para su mejoramiento. Partiendo del contexto internacional general, se revisa la experiencia de algunos países en torno al tema y se resumen recomendaciones entregadas por organismos internacionales. |

Fuente: Elaboración propia

3.3 Definición de flexibilidad

En un contexto de operación de sistemas eléctricos con una alta penetración de generación por ERV y de adopción de nuevas tecnologías por parte del consumo, la variabilidad e incertidumbre de la demanda y de la generación pueden incrementar. En la Figura 5 se presentan los principales desafíos en un sistema eléctrico para mantener el balance entre la oferta y demanda en las distintas escalas de tiempo.

Figura 5. Desafíos en un sistema eléctrico para mantener el balance entre la oferta y demanda



Fuente: Elaboración propia

A partir del desafío que presenta un sistema eléctrico para mantener el balance entre la generación y demanda de electricidad en toda escala de tiempo, surge el concepto de **flexibilidad**. Cabe señalar que este concepto no es nuevo, dado que los sistemas eléctricos siempre han requerido de flexibilidad para gestionar los desbalances que se producen entre la generación y demanda, no obstante, este concepto ha cobrado mayor relevancia en el último tiempo debido a la creciente incertidumbre y variabilidad de corto plazo que se enfrenta en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, dados los escenarios de cambios tecnológicos y penetración de ERV descritos anteriormente.

Es importante señalar que no existe una definición única a nivel internacional sobre el concepto de flexibilidad. En efecto, diversos autores e instituciones internacionales han adoptado su propia definición, aunque es posible identificar ciertos elementos en común. A continuación, se citan⁷ diversas definiciones de la “flexibilidad de un sistema” de diversos autores e instituciones internacionales.

1. International Energy Agency (IEA)

“The ability of a power system to reliably and cost-effectively manage the variability and uncertainty of demand and supply across all relevant timescales, from ensuring instantaneous stability of the power system to supporting long-term security of supply”[13].

2. International Renewable Energy Agency (IRENA)

“Flexibility is the capability of a power system to cope with the variability and uncertainty that variable renewable energy generation introduces into the system in different time scales, from the very short to the long term, avoiding curtailment of variable renewable energy and reliably supplying all the demanded energy to customers”[14].

3. NERA Economic Consulting

“Power system flexibility refers to the ability of the system to adjust rapidly to changing conditions, such as shocks to demand or supply”[15].

4. National Renewable Energy Laboratory (NREL)

“Flexibility is the ability of a system to respond to variability and uncertainty of demand and supply”[16].

5. European Commission

“On an individual level, flexibility is the modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal (price signal or activation) in order to provide a service within the energy system”[17].

⁷ Las definiciones han sido citadas de manera textual en su idioma original con el objetivo de no introducir interpretaciones en su traducción.



6. Artículo de varios autores de la IEEE

“The flexibility of the system represents its ability to accommodate the variability and uncertainty in the load-generation balance while maintaining satisfactory levels of performance for any time scale” [18].

7. Artículo de varios autores de la IEEE

“Flexibility describes the ability of a power system to cope with variability and uncertainty in both generation and demand, while maintaining a satisfactory level of reliability at a reasonable cost, over different time horizons”[19].

Tomando en consideración las diversas definiciones establecidas a nivel internacional y las necesidades de flexibilidad evidenciadas actualmente y proyectadas a futuro en el Sistema Eléctrico Nacional, el Ministerio de Energía junto con la Comisión Asesora acordaron, para efectos de la Estrategia de Flexibilidad, trabajar con la siguiente definición de flexibilidad:

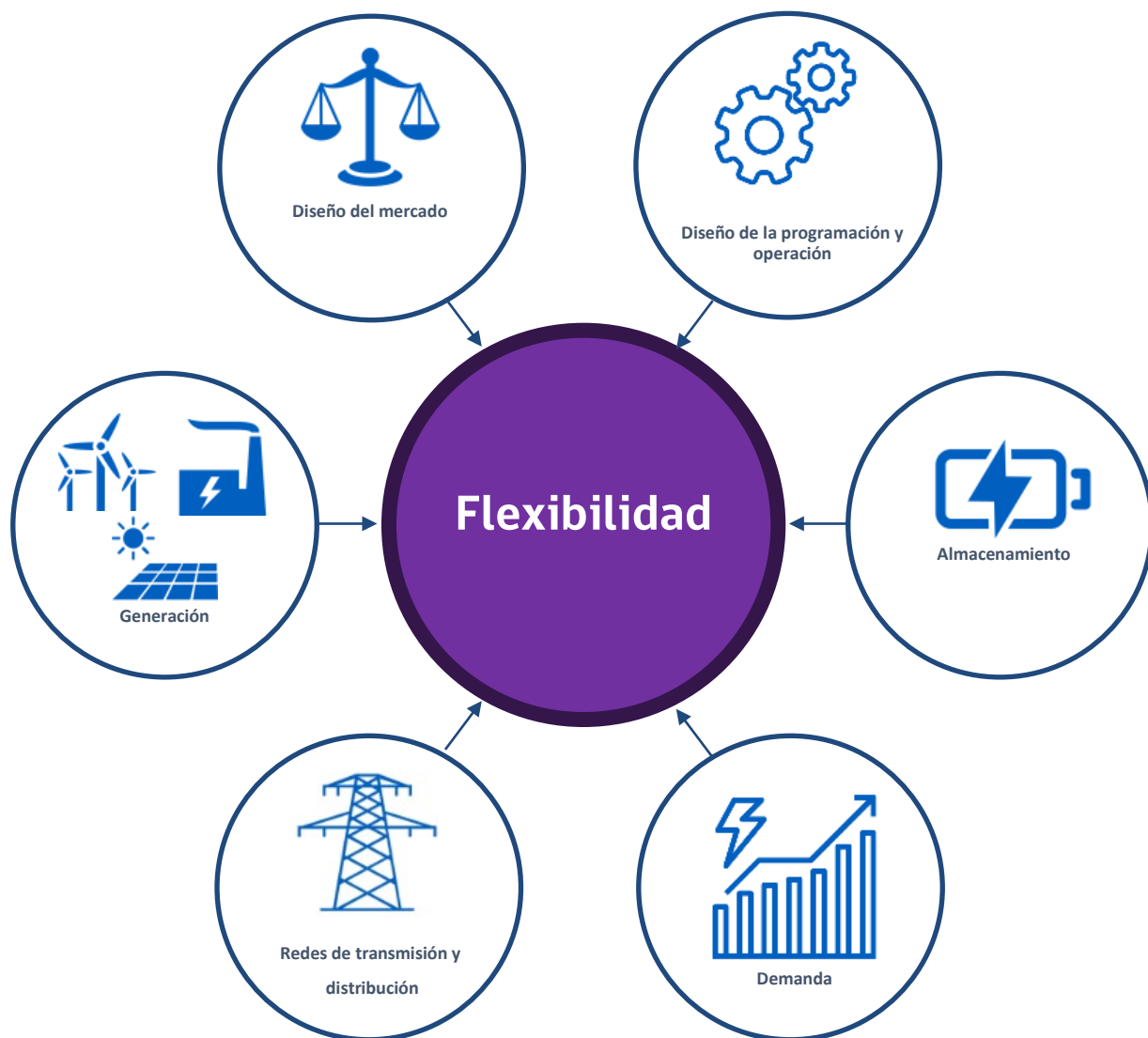
“Capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo”

3.4 Elementos que pueden proporcionar flexibilidad a un sistema eléctrico

La flexibilidad disponible en un sistema eléctrico depende, en primer lugar, de las características intrínsecas de los elementos que lo componen y lo conforman, entre los cuales se pueden señalar las instalaciones de generación, redes de transmisión y distribución, demanda, y sistemas de almacenamiento. Por otra parte, es importante señalar que las características del diseño del mercado, los procedimientos de operación del sistema eléctrico, y el estado operacional específico en el que se encuentre en un momento dado, son aspectos que también inciden directamente en la flexibilidad del sistema.



Figura 6. Elementos de un sistema eléctrico que pueden aportar flexibilidad

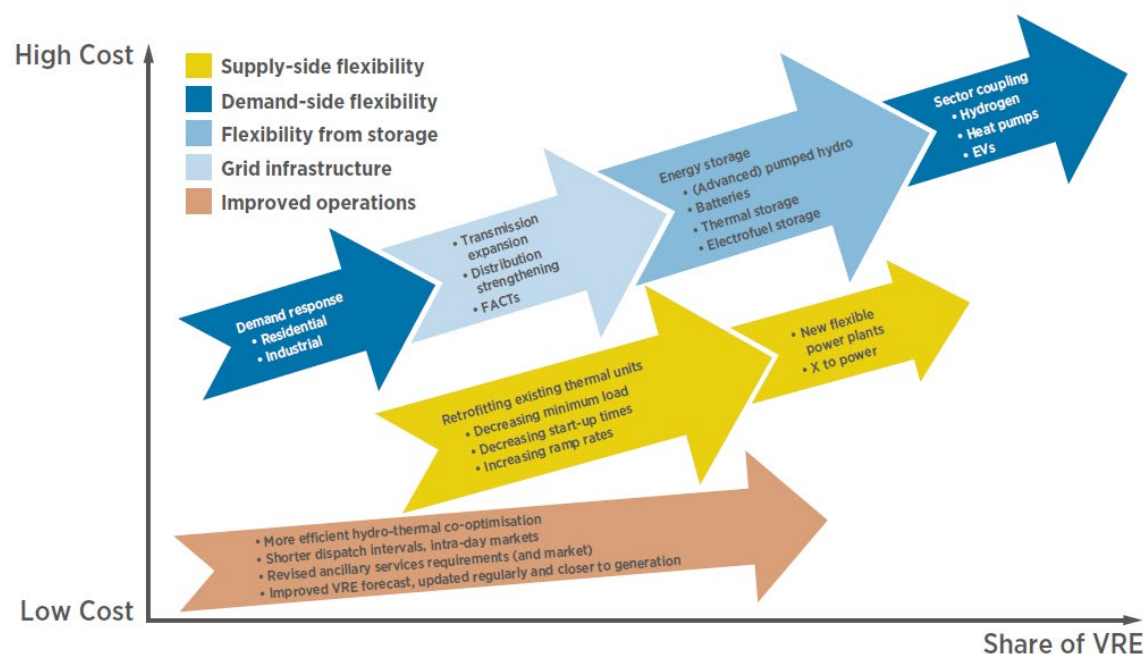


Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, es importante señalar que las opciones o recursos disponibles para proveer flexibilidad a un sistema eléctrico tienen diferentes costos de implementación, por lo que es necesario considerar un balance entre el costo de cada una de las medidas y su efectividad esperada. En efecto, en la Figura 7 se muestran comparativamente, y en términos cualitativos, los costos estimados de opciones que pueden proveer flexibilidad a un sistema eléctrico, según estudios internacionales.



Figura 7. Opciones para aumentar la flexibilidad en un sistema eléctrico



Fuente: International Renewable Energy Agency, 2018 [14]

4. Ejes y medidas de la Estrategia de Flexibilidad

A nivel internacional, la forma de considerar la flexibilidad en los sistemas eléctricos ha sido abordada bajo diferentes perspectivas, en donde cada mercado ha encontrado distintas soluciones, en función de su realidad y necesidades particulares. En este sentido, se visualizan soluciones que apuntan a mejoras en el diseño del mercado, creación de nuevos servicios, impulso de nuevas tecnologías, aumento de la flexibilidad de tecnologías convencionales, impulso a la gestión de la demanda, mejoras en las redes de transmisión y distribución, mejoras a los procedimientos operacionales, entre otros. Todas estas soluciones tienen distintas complejidades, costos sistémicos y desafíos regulatorios de implementación.

Sobre la base de lo anterior y considerando las necesidades particulares del Sistema Eléctrico Nacional identificadas en estudios previos, en la Estrategia de Flexibilidad se definieron tres ejes de acción que permiten agrupar distintas medidas. Dichos ejes se presentan en la siguiente figura.

Figura 8: Ejes de la Estrategia de Flexibilidad



Fuente: Elaboración propia

Para cada uno de los ejes de la Estrategia se realizó un diagnóstico de los aspectos del marco regulatorio y de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de identificar los elementos que podrían representar barreras al desarrollo de un sistema flexible. Asimismo, para cada eje de la Estrategia se establecieron una serie de medidas destinadas a perfeccionar reglamentos, normas técnicas y procesos operativos con miras a enfrentar los desafíos identificados y cumplir con el objetivo de la presente Estrategia.

Cabe destacar que, algunas modificaciones regulatorias propuestas en el presente capítulo corresponden a reglamentos que al momento del desarrollo de esta Estrategia se encontraban en elaboración o bien en tramitación en la Contraloría General de la República. Dado que dichos reglamentos resultan necesarios y relevantes para la implementación de procesos relacionados con la operación del sistema, en la presente Estrategia se definieron plazos de modificación de los referidos reglamentos de modo que éstos puedan finalizar sus correspondientes tramitaciones y, luego de que se encuentren vigentes, se inicie un proceso de

perfeccionamiento de aquellos elementos específicos identificados en esta Estrategia.



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

Considerando los niveles de incertidumbre y variabilidad de la generación y demanda previstos a futuro, y como ha sido evidenciado en estudios considerados dentro de los antecedentes de la Estrategia, se requerirán niveles importantes de flexibilidad para gestionar estos desafíos de la operación del SEN.

De acuerdo con lo analizado por la Comisión Asesora en el contexto de la Estrategia de Flexibilidad y como también ha sido planteado en el estudio del Coordinador [3], se considera relevante revisar la consistencia y eficiencia de las señales de mercado de largo plazo con el objetivo de contar con los recursos flexibles suficientes que faciliten la gestión de los requerimientos operacionales previstos a futuro.

Es importante señalar que en el mercado eléctrico chileno las principales señales económicas de largo plazo para la inversión en generación (correspondientes a las instalaciones que tradicionalmente han aportado flexibilidad al sistema) son, por una parte, los contratos de suministro de energía (con distribuidoras y clientes

libres) y, por otra parte, la remuneración por Potencia de Suficiencia. En ese sentido, estas dos señales no reconocen explícitamente la flexibilidad como un atributo requerido por el sistema, por lo que dichas señales no necesariamente entregan incentivos a la inversión en recursos de generación flexibles para abastecer de manera eficiente los requerimientos de flexibilidad del sistema en el mediano y largo plazo.

Adicionalmente, cabe indicar que se espera que el mercado de SSCC establecido en el Artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), de corto plazo y basado en ofertas, entregue señales adicionales para la inversión en instalaciones que contribuyan a proveer flexibilidad en el sistema, complementando la señal de precio de energía en el mercado spot.

Sobre la base de todo lo expuesto anteriormente, en el Eje 1 de la Estrategia se establecieron medidas cuyo objetivo es perfeccionar señales de mercado orientadas a contar con la flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico, las cuales se enumeran a continuación:

- 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.
- IV. Monitorear y evaluar el mercado de SSCC.



4.1.1 Medida 1: Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia

4.1.1.1 Diagnóstico y análisis

El mecanismo vigente de remuneración de la potencia de suficiencia se encuentra en los artículos 72°-17 (inciso final), 149° y 162° de la LGSE. En dichos artículos se establece la forma de determinación del precio de la potencia y se establecen los principios generales del mecanismo de asignación de potencia a las unidades del sistema. Cabe indicar que el mecanismo de asignación de potencia (metodologías de cálculo, procedimientos, requerimientos de información, y otras exigencias) se encuentra descrito principalmente en el Decreto Supremo N° 62 del año 2006, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, y en la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, asociada a dicho reglamento.

El referido reglamento entró en vigencia en el año 2016, cuando se implementaron los SSCC y se publicó la mencionada Norma Técnica. Lo anterior es relevante, dado que, aunque el mecanismo tiene solo cuatro años de vigencia, en la práctica el diseño general de éste fue elaborado el año 2006, momento en el que el comportamiento del sistema y la composición de la matriz de generación eran distintos de los actuales, con un parque de generación eminentemente hidrotérmico, que progresivamente ha ido cambiado debido, principalmente, a la incorporación de nuevas

tecnologías como las energías renovables no convencionales.

En términos generales, la suficiencia de un sistema corresponde a la capacidad que éste tiene para abastecer la demanda. La suficiencia del sistema se remunera desde la demanda, en función del uso que ésta hace en los períodos que han sido definidos como de mayor exigencia del sistema, esto es, de acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos, las condiciones de demanda máxima, que han sido incorporada en la normativa como horas de "demanda de punta". En este sentido, es importante discutir la definición del concepto de suficiencia, considerando un escenario de mayor penetración de energías renovables variables, donde los periodos de mayor exigencia para el sistema podrían abarcar distintas condiciones de operación. La definición actual considera una única variable relevante, la máxima demanda, sin considerar otras características operacionales del sistema, que pudiesen entregar lineamientos hacia la provisión de una suficiencia que apunte a la flexibilidad y sostenibilidad del desarrollo del SEN.

Por otra parte, en la actual regulación del mecanismo de remuneración de potencia, para algunas tecnologías, la metodología para el cálculo de potencia de suficiencia no es explícita. Asimismo, en otros casos, el reconocimiento puede ser perfeccionado para cuantificar de mejor manera el real aporte a la suficiencia del sistema. Adicionalmente, en la actualidad, el desarrollo de modelos y herramientas computacionales, hacen posible la utilización de metodologías más



avanzadas y precisas, que antes eran complejas de evaluar y aplicar.

Desde el punto de vista de la señal de precio de potencia que observa la demanda, existen aspectos

por revisar toda vez que existe un número relevante de clientes que, con el objetivo de reducir el pago asociado a la potencia, utilizan diversas estrategias, como el uso de motores diésel para su autoconsumo en horas punta, en lugar de ser abastecidos desde el sistema eléctrico, por lo que resulta oportuno revisar si dicha señal económica está siendo eficiente y sostenible para el desarrollo del mercado. A partir de las reuniones con los agentes representantes de los clientes de mayor escala, también se ha constatado que se modifican los turnos de operación, llegando

incluso a dejar de operar en las horas de control de punta. Esto muestra la necesidad de evaluar la eficiencia, los costos y beneficios de las medidas tendientes a dar señales de comportamiento en momentos de exigencia del sistema eléctrico.

Finalmente, según se ha analizado en diversos estudios públicos, existen oportunidades de mejora en una serie de aspectos metodológicos y procedimentales relacionados con la determinación del precio de potencia, la definición de periodos de tiempo de mayor exigencia en cuanto a suficiencia, los balances de transferencias de potencia, verificación y habilitación de instalaciones, la determinación de la estadística de estados deteriorados, entre otros aspectos

4.1.1.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es realizar mejoras al mecanismo de remuneración por potencia de suficiencia. En específico:

- I. Revisar el concepto de potencia de suficiencia bajo las condiciones de mayor exigencia del sistema en el actual y futuro contexto de la matriz eléctrica y la operación del sistema, y en función de criterios como un nivel permitido de probabilidad de pérdida de carga o pérdida de carga esperada (LOLP⁸, LOLE⁹).
- II. Perfeccionar las metodologías para la determinación de la contribución de distintas tecnologías a la suficiencia del sistema. En particular, se contempla:
 - a. Analizar la incorporación de métodos probabilísticos basados en objetivos de confiabilidad, tales como ELCC¹⁰ o ECP¹¹.

⁸ LOLP: Loss of Load Probability

⁹ LOLE: Loss of Load Expectation

¹⁰ ELCC: Effective Load Carrying Capability

¹¹ ECP: Equivalent Conventional Power



- b. Establecer procedimientos de determinación de potencia de suficiencia consistentes para instalaciones con capacidades y comportamientos operativos similares, independiente de la tecnología.
 - c. Revisar el concepto de indisponibilidad forzada de manera de representar de forma más efectiva los distintos estados operativos en que las unidades generadoras se encuentran.
- III. Revisar el mecanismo de asignación del pago de la potencia de suficiencia a la demanda, para efectos de dar una señal eficiente y sostenible a los consumidores.
- IV. Establecer criterios para la determinación del precio asociado a la suficiencia en función de las alternativas tecnológicas más eficientes para cumplir el requerimiento, y los niveles de reserva de capacidad del sistema.
- V. Perfeccionar la metodología de remuneración en función del nivel de suficiencia del sistema.

4.1.1.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:

- I. Reglamento de Potencia.
- II. Norma Técnica de Potencia.

Esta medida, dado que se debe aplicar sobre el mecanismo de pago por potencia dentro del diseño del mercado, se requiere llevar a cabo de manera conjunta y complementaria con la medida 2, descrita en la siguiente sección.

4.1.2 Medida 2: Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad

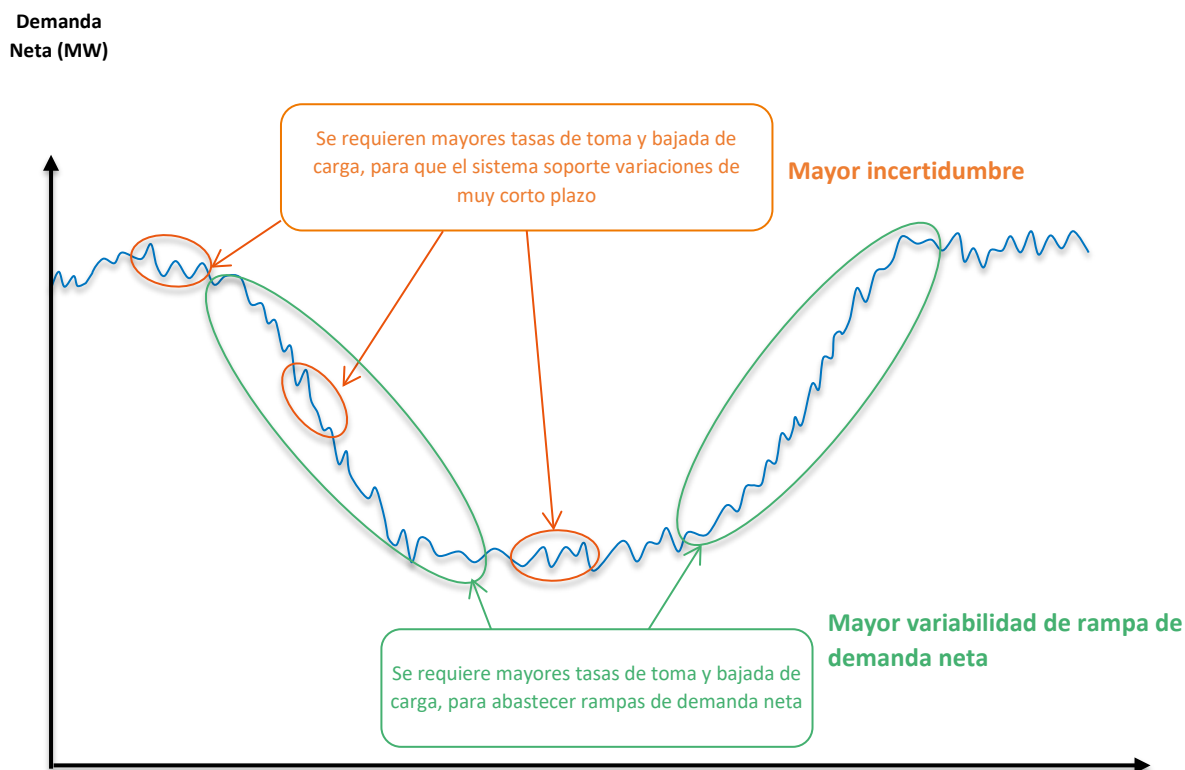
4.1.2.1 Diagnóstico y análisis

Conforme con los análisis realizados en el contexto de la Estrategia de Flexibilidad y con el objetivo de definir conceptualmente los requerimientos sistémicos, se identificaron dos fenómenos operativos relevantes de poder gestionar (ver Figura 9): a) variaciones de corto plazo, caracterizadas principalmente a una mayor incertidumbre



de la generación y demanda y; b) rampas relacionadas con variabilidad de la demanda neta. De todas formas, en ambos casos puede haber tanto incertidumbre como variabilidad durante la operación del sistema

Figura 9. Imagen ilustrativa de los fenómenos de flexibilidad operativa (incertidumbre y variabilidad)



Fuente: Elaboración propia

Por una parte, se identificó que las señales en el mercado eléctrico necesarias para cubrir los requerimientos descritos en a), ya se encontrarían presentes en el diseño del nuevo mercado de SSCC, donde los servicios de control de frecuencia y su reserva respectiva gestionan dichos requerimientos. Producto de ello, no se identifica la necesidad de un instrumento de mercado adicional para contar con la capacidad sistémica suficiente para cubrir dichos fenómenos.

Por otra parte, en el caso de los requerimientos descritos en b), se identificó que el diseño de mercado actual no necesariamente cuenta con señales para incentivar las inversiones necesarias para cubrir los requerimientos de flexibilidad del sistema en dicho horizonte de tiempo, por lo que se considera adecuado establecer una señal de mercado explícita, que permita contar con los recursos suficientes para gestionar dicho requerimiento de forma eficiente.

En este sentido, es importante considerar que la señal de largo plazo necesaria para contar con la flexibilidad suficiente en el sistema, provista de manera eficiente, debe incentivar a los agentes a contar con ciertos atributos de flexibilidad deseables, tales como un bajo mínimo técnico (o rango de operación amplio), alta capacidad de rampa, y bajo tiempo de partida o detención (o los atributos equivalentes en caso de otras tecnologías distintas a unidades generadoras). De la misma forma, se debe considerar lo siguiente:

- I. Velar porque la señal económica de largo plazo permita el desarrollo eficiente del sistema para cubrir los requerimientos de flexibilidad.
- II. Asegurar que las instalaciones que son remuneradas a partir de la señal de largo plazo, estén disponibles cuando sean requeridas en la operación del sistema para proveer dichos requerimientos de flexibilidad.
- III. Reconocer el atributo en forma independiente de la tecnología que lo provea.
- IV. Mantener la compatibilidad y consistencia entre los mercados de energía, potencia y SSCC.
- V. Eficiencia en la remuneración, evitando el doble pago de infraestructura o servicios.

En el caso de requerimientos de rampa, se analizaron principalmente dos alternativas de señal económica que permitieran cumplir con los desafíos asociados a esta medida. Una primera alternativa, correspondió a un esquema de licitaciones del atributo para proveer rampa de

demanda neta en el orden de las horas en el sistema eléctrico, de modo que los contratos que se suscriban a partir de dicho proceso licitatorio permitan viabilizar las inversiones necesarias para contar con la flexibilidad necesaria en el sistema. Una segunda alternativa analizada fue reconocer en el mecanismo de remuneración de potencia el aporte que hacen las instalaciones a la flexibilidad del sistema, incorporando atributos de flexibilidad en la determinación del pago por potencia de suficiencia que reciben las unidades.

Luego de analizar ambas alternativas descritas en el párrafo precedente, se llegó a la conclusión que la segunda opción era la más adecuada, correspondiente a la incorporación de una señal económica en el mecanismo de pago por potencia, por ser más compatible con el actual diseño del mercado eléctrico, particularmente respecto al mercado de energía basado en costos, cuya estructura se consideró mantener dentro de los alcances de la presente estrategia.

4.1.2.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es 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.

4.1.2.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:



- I. Reglamento de Potencia.
- II. Norma Técnica de Potencia.

4.1.3 Medida 3: Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro

4.1.3.1 Diagnóstico y análisis

La inercia de un sistema eléctrico es una característica relevante que permite, ante desbalances intempestivos entre generación y demanda, limitar la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros instantes posteriores a las contingencias y, por ende, aporta a la seguridad del sistema. Las unidades de generación rotatorias tienen la capacidad intrínseca de entregar este atributo, pero unidades de generación que requieran electrónica de potencia para conectarse al sistema no cuentan por defecto con esta capacidad. Sin embargo, un diseño y control apropiados de estas últimas permitiría la rápida inyección o retiro de potencia en el sistema, en función de cambios en la frecuencia, emulando la respuesta inercial que realizan generadores convencionales.

Por otra parte, el nivel de corto circuito en un determinado nodo del sistema corresponde al aporte máximo de corriente a una falla. Cuando este aporte proviene de unidades de generación rotatorias, dicha corriente es mayoritariamente reactiva, permitiendo contrarrestar las bajas de tensión que se producen con las fallas y sirven para la detección de las mismas por parte de los sistemas de protección. En un contexto de

integración masiva de unidades de generación con interfaz de electrónica de potencia, surge la necesidad de analizar los efectos que tiene este escenario en los niveles de corto circuito del SEN.

En un escenario de mayor penetración de energías renovables sin capacidad intrínseca de proveer inercia y de aporte de corriente de cortocircuito, se vuelve relevante analizar la incorporación de soluciones tecnológicas y mecanismos regulatorios que aseguren que el sistema pueda responder a las variaciones de frecuencia y tensión de manera segura y económica. Particularmente, se contempla evaluar la incorporación o actualización de requerimientos mínimos de inercia y nivel de corto circuito en el sistema eléctrico, y sus mecanismos de provisión.

En particular, en relación con los niveles de inercia del sistema, se considera necesario evaluar la incorporación de la capacidad de emular una respuesta inercial por parte de unidades de generación con interfaz de electrónica de potencia, a través de mecanismos competitivos o requerimientos mínimos de diseño que exijan capacidad de proveer inercia. Se deberán evaluar, en consecuencia, los impactos técnicos-económicos de esta medida y sus respectivos alcances y considerar el costo beneficio de establecer exigencias técnicas. Asimismo, en caso de iniciar un procedimiento normativo en relación a estas exigencias, deberá evaluarse el mérito de dicha incorporación en el comité consultivo especial que al efecto se constituya.

Cabe señalar que establecer una exigencia como la descrita en el párrafo precedente, tiene como objetivo que las instalaciones tengan a futuro la capacidad de



emular la respuesta inercial que entregan generadores rotatorios, de forma que, cuando ciertos niveles de inercia sean requeridos y remunerados, por ejemplo, a través del mercado de SSCC, dichas instalaciones puedan proveer y participar en la provisión de dicho servicio. Alternativamente, puede ser el mismo mecanismo de remuneración de inercia en el sistema el que incentive la habilitación de este atributo en unidades con interfaz de electrónica de potencia, sin necesidad de implementar una exigencia normativa al respecto.

4.1.3.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es analizar soluciones tecnológicas y mecanismos regulatorios que aseguren que el sistema en el largo plazo pueda responder a las variaciones de frecuencia y tensión de manera segura y económica y, con ello, establecer posibles perfeccionamientos al marco regulatorio.

4.1.3.3 Instrumentos regulatorios

En una primera instancia, esta medida no requiere de modificaciones a instrumentos regulatorios, dado que se realizará un análisis y evaluación de soluciones tecnológicas y mecanismos regulatorios que aseguren que el sistema pueda responder a las variaciones de frecuencia y tensión, de manera segura y económica. Dicho trabajo contempla, al menos, las siguientes actividades:

- I. Evaluación técnico-económica de la incorporación de la capacidad de emular una respuesta inercial por parte de unidades de generación con interfaz de electrónica de potencia, a través de mecanismos competitivos o requerimientos mínimos de diseño para exigir dicha capacidad de proveer inercia.
- II. Análisis de soluciones tecnológicas y mecanismos regulatorios para que el sistema pueda responder a las variaciones de tensión producto de fallas y que los sistemas de protección las puedan detectar, ante un contexto de integración masiva de unidades generadoras con interfaz de electrónica de potencia.

4.1.4 Medida 4: Monitorear y evaluar el mercado de SSCC

4.1.4.1 Diagnóstico y análisis

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72º-7 de la LGSE, los SSCC se materializan a través de procesos de licitaciones o subastas, previo análisis del Coordinador de las condiciones de competencia del mercado. 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 a los Coordinados la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria de SSCC. De la misma forma, en el Reglamento de SSCC (Decreto Supremo N° 113 del año 2019) y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios se establecen las principales características del proceso, así como,



aspectos de operación y remuneración del mercado de los SSCC, que comenzó en enero de 2020.

El tiempo de implementación a la fecha de publicación de la estrategia es reciente, de sólo algunos meses. Tanto los participantes del mercado eléctrico como el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentran en una etapa inicial, y los resultados de este nuevo esquema se podrán evaluar sólo después de un monitoreo y análisis de sus resultados, de los comportamientos de las empresas, y de la eficiencia en la operación del sistema. Conforme a lo anterior, y considerando la relevancia de los SSCC en la provisión de flexibilidad en el sistema eléctrico, se estima necesario realizar una evaluación continua del desempeño de este nuevo mercado de SSCC y su interacción con el mercado de energía, a efectos de levantar oportunidades de mejora que permitan realizar perfeccionamientos a la regulación actual y su implementación.

En función de lo anterior, y sin perjuicio del análisis de las condiciones de competencia del mercado de los SSCC que debe realizar el Coordinador Eléctrico Nacional en conformidad al Artículo 72º-10 de la LGSE y el Artículo 35 del Reglamento SSCC, se propone el monitoreo del funcionamiento del mercado de los SSCC por parte de la Comisión Nacional de Energía. Los resultados de estos análisis deberán ser debidamente reportados al Ministerio de Energía para evaluar posibles medidas regulatorias de actualización del mercado.

4.1.4.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es monitorear y evaluar el desempeño del mercado de SSCC y, con ello, establecer oportunidades de mejora para este mercado.

4.1.4.3 Instrumentos regulatorios

Para la implementación de esta medida no se requieren modificaciones a instrumentos regulatorios, dado que la medida corresponde a un trabajo que está llevando a cabo el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. Dicho trabajo contempla, al menos, las siguientes actividades:

- I. Análisis continuo y prospectivo del mercado de SSCC, incluyendo reportes periódicos con las principales variables relevantes, como costos operativos, participación de los agentes, precios de las ofertas, desempeño técnico de los SSCC, entre otros.
- II. Informe del desempeño del mercado de SSCC, al finalizar el primer año de funcionamiento del mercado (2020).
- III. Informe que incluya las oportunidades de mejoras regulatorias o de proceso para el mercado de SSCC, al menos, al finalizar el primer año de funcionamiento (2020).



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

Los mercados eléctricos en el mundo están enfrentando cambios tecnológicos profundos, debido, principalmente, a una reducción sostenida de los costos de inversión de nuevas tecnologías, las que están transformando la matriz energética de muchos sistemas y a la vez entregando una amplia gama de servicios a la red.

En particular, los sistemas de almacenamiento, considerando las distintas alternativas tecnológicas, tienen la capacidad no sólo de realizar arbitraje de precios de energía, sino que también proveer una gran variedad de servicios al sistema eléctrico, entre los que se destacan, la regulación de frecuencia, regulación de tensión, gestión de demanda de punta, manejo de congestiones en transmisión, entre otros.

En la regulación actual, los sistemas de almacenamiento ¹² enfrentan barreras regulatorias e incertidumbre para capturar valor a partir de los variados servicios que pueden ofrecer en el sistema eléctrico, por lo que se hace necesario realizar un tratamiento del almacenamiento a nivel regulatorio y de los servicios o mercados en los que puede participar.

En particular, algunos servicios que los sistemas de almacenamiento tienen la capacidad técnica de prestar, no solo están plasmados en distintos instrumentos regulatorios, sino que también podrían estar relacionados con distintos mecanismos económicos para adquirirlos y remunerarlos, ya sea a través de mercados competitivos o pagos regulados. A nivel internacional, se han propuesto distintos enfoques regulatorios para incorporar sistemas de almacenamiento de manera consistente con los distintos mercados y, en términos generales, se ha identificado que es relevante que su participación en el mercado cumpla con los siguientes principios:

- I. Maximizar los beneficios que los sistemas de almacenamiento puedan entregar al sistema.
- II. No se afecte la competencia del mercado en caso de que se incorporen a través de la planificación centralizada de la transmisión.
- III. Que existan mecanismos con los cuales los propietarios de sistemas de almacenamiento puedan mejorar la información para gestionar los riesgos asociados a la operación de sus instalaciones.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, en el Eje 2 de la Estrategia se presentan las medidas necesarias a implementar con el objetivo de perfeccionar el marco regulatorio para habilitar la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico. Dichas medidas se enumeran a continuación:

¹² En el presente capítulo, en las referencias a sistemas de almacenamiento, se excluyen las centrales generadoras asociadas a embalses.



- 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.

4.2.1 Medida 5: Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema

4.2.1.1 Diagnóstico y análisis

En el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, y en la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, no se establece explícitamente una metodología para el reconocimiento del aporte que hacen centrales de generación con capacidad de regulación y con capacidad de almacenamiento (a excepción de centrales hidráulicas con capacidad de regulación), a la suficiencia del sistema.

4.2.1.2 Objetivos

Los objetivos de esta medida es establecer metodologías que permita reconocer el aporte a la suficiencia de centrales de generación con capacidad de regulación y con capacidad de almacenamiento.

4.2.1.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:

- I. Reglamento de Potencia.
- II. Norma Técnica de Potencia.

4.2.2 Medida 6: Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento

4.2.2.1 Diagnóstico y análisis

De acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento Coordinación y Operación del SEN, para efectos de la toma de decisiones en la programación de la operación de un sistema de almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía se utiliza una metodología basada en el listado de prioridad de colocación, lo cual podría eventualmente llevar a soluciones ineficientes de colocación de la energía de estas tecnologías, así como también a no reconocer la característica de operación dinámica de las mismas.

El mercado actual reconoce dos de las funciones de un sistema de almacenamiento en forma distinta, asimilándolo a agentes con derechos y deberes establecidos no sólo en la normativa eléctrica, sino que



en el conjunto de reglas que rigen la actividad económica. Así, se distinguen la inyección y el retiro en la operación. La inyección se asimila a una central de generación: se informa un costo variable equivalente a partir del costo que tuvo retirar la energía del sistema eléctrico en un determinado período de tiempo. Esta homologación no permite dar cuenta del costo de oportunidad de la energía almacenada y, por tanto, optimizarla en el tiempo. En cuanto a los retiros, se asimilan al tratamiento de un cliente, ya que no es posible imponer que una empresa efectúe retiros del sistema valorizados al precio de energía, salvo que éste expresamente acceda a ello. Por ello, para efectos de la determinación de los retiros de sistemas de almacenamiento, en el referido reglamento se establece una metodología que requiere de un conjunto de iteraciones previas entre el coordinado y el Coordinador para definir la programación de la operación, lo que podría conllevar ciertas dificultades en un contexto de una mayor periodicidad para la realización de dicha programación (por ejemplo, con programaciones intradiarias), y con un alto número de sistemas de almacenamientos en el sistema. Cabe indicar que el referido reglamento además establece la posibilidad que el coordinado titular de un sistema de almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía solicite al Coordinador la operación centralizada de los retiros e inyecciones de dicho sistema, facilitando la operación, pero no garantizando que la operación sea la óptima para esa instalación en particular, pues el Coordinador debe optimizar la operación del sistema en su conjunto. Esto puede ser interpretado como un riesgo por parte de los

coordinados titulares de sistemas de almacenamiento.

4.2.2.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es perfeccionar la metodología empleada para determinar la programación de la operación y operación en tiempo real de sistemas de almacenamiento, de manera que se cumpla con lo siguiente:

- I. Operación del sistema eléctrico a mínimo costo.
- II. Que dicha metodología sea aplicable por parte del Coordinador considerando programaciones de la operación intradiarias y la existencia de varios sistemas de almacenamiento en el sistema.
- III. Que existan mecanismos con los cuales los propietarios de sistemas de almacenamiento puedan mejorar la información para gestionar los riesgos asociados a la operación de sus instalaciones.

4.2.2.3 Instrumentos regulatorios

- IV. Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:
- V. Reglamento de Coordinación y Operación del SEN.
- VI. Norma Técnica de Programación de la Operación.
- VII. Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho.



4.2.3 Medida 7: Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos

4.2.3.1 Diagnóstico y análisis

En el marco regulatorio actual relacionado con el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y la participación de éstos en mercados competitivos, se podría estar restringiendo el uso eficiente de estos sistemas y la posibilidad de obtener valor, tanto para el propietario del sistema de almacenamiento como para el sistema, de los diversos servicios que pueden prestar en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, los propietarios de sistemas de almacenamiento que oferten en una licitación asociada a la planificación centralizada de la transmisión no necesariamente tienen la capacidad de gestionar aspectos relevantes de la instalación, como podría ser, por ejemplo, la afectación que podría tener su vida útil a partir de una utilización diferente a la originalmente pensada, en el entendido que el Coordinador debe asegurar la operación segura y económica del sistema en su conjunto.

Cabe señalar que con ocasión de la elaboración del Reglamento de Planificación de la Transmisión, se discutió con los actores y agentes del mercado eléctrico las alternativas de operación de instalaciones de almacenamiento que surjan de procesos de planificación de la transmisión, a

partir de lo que se elaboró una propuesta regulatoria de incorporación de sistemas de almacenamiento en redes de transmisión, considerando la compatibilidad parcial de la prestación de servicios de transmisión con la participación en la provisión de otros servicios.

4.2.3.2 Objetivos

Los objetivos de esta medida corresponden a los siguientes:

- I. Perfeccionar las condiciones bajo las cuales los sistemas de almacenamiento pueden ser incorporados en el proceso de planificación de la transmisión. En este sentido, se considera necesario establecer que un sistema de almacenamiento podrá ser considerado como activo de transmisión, cumpliendo al menos las siguientes condiciones:
- II. Ser competitivo económicamente respecto a una solución convencional de transmisión.
- III. Ser complemento a la infraestructura convencional de transmisión para efectos de mantener o mejorar los niveles de seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico. En particular, la gestión de eventos ocurridos en el sistema de transmisión, como sobrecarga térmica de las líneas de transmisión (congestiones), apoyar la operación del sistema ante desconexión de instalaciones de transmisión, o apoyar funciones de red mientras se realizan mantenimientos en instalaciones de transmisión.



- IV. Ser el reemplazo o desfase de inversiones en transmisión siempre que ello se demuestre económicamente eficiente.
- V. Su uso será prioritario para los fines que fueron identificados en el plan de expansión de la transmisión, de acuerdo con reglas y criterios definidos para su operación.
- VI. Eficiencia en la remuneración, evitando dobles pagos de infraestructura.
- VII. Perfeccionar las condiciones de operación, remuneración y participación, en otros mercados, de sistemas de almacenamiento que se hayan instalado a partir de la planificación de la transmisión.
- VIII. Establecer los criterios para la evaluación de los beneficios operacionales sistémicos que implica la incorporación de sistemas de almacenamientos como soporte a los sistemas de transmisión en el proceso de planificación.
- IX. Perfeccionar las condiciones para el tratamiento que se dará a la licitación, operación y remuneración de aquella infraestructura que posea tamaños mayores a los requerimientos establecidos en el proceso de planificación de la transmisión.

4.2.3.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:

- I. Reglamento de Planificación de la Transmisión.
- II. Reglamento de Coordinación y Operación del SEN.

4.2.4 Medida 8: Permitir la incorporación de proyectos piloto

4.2.4.1 Diagnóstico y análisis

De acuerdo con lo revisado en experiencias internacionales, y considerando un contexto de cambios tecnológicos profundos, se considera relevante habilitar la posibilidad de realizar proyectos piloto en el SEN, para permitir la implementación de soluciones innovadoras a los desafíos que éste debe enfrentar, y probar nuevos conceptos y prestaciones de nuevas tecnologías, en ocasiones en que el marco regulatorio aún no haya sido adaptado para permitir dichas soluciones o levantar actuales restricciones presentes en la normativa técnica específica.

Cabe señalar que la habilitación de proyectos piloto de esta medida apunta a tecnologías (no solo sistemas de almacenamientos) que se podrían implementar en cualquier segmento del mercado, como generación, transmisión, o distribución, y que tengan por objetivo, por ejemplo aumentar la flexibilidad del sistema. Para efectos de la implementación de los proyectos piloto,



es importante tener en consideración, al menos, los siguientes aspectos:

- I. No interferir en la competencia de mercados competitivos.
- II. Considerar posibles excepciones en normativa técnica específica para facilitar la innovación.
- III. Contar con un procedimiento que defina responsables de proponer, evaluar y aprobar los proyectos piloto.

4.2.4.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es implementar un procedimiento para otorgar permisos especiales para el desarrollo de proyectos piloto, ya sea por parte de privados o del Coordinador, en los distintos segmentos del mercado.

4.2.4.3 Instrumentos regulatorios

El instrumento regulatorio que se estima necesario perfeccionar corresponde al Reglamento de Coordinación y Operación del SEN.

impacta de forma relevante en la flexibilidad disponible en el sistema eléctrico. Asimismo, y según lo evidenciado en la experiencia internacional, las medidas que apuntan a mejorar estos procesos son, en general, más económicas que otras medidas que podrían involucrar el desarrollo de infraestructura para mejorar la flexibilidad de un sistema eléctrico, por lo que se destacan como alternativas de solución más costo-efectivas (ver Figura 7 y 8). En este sentido, las medidas que se proponen buscan cumplir con los siguientes principios:

- I. Disponer de mejores herramientas y procedimientos para utilizar de forma eficiente los recursos flexibles en el sistema.
- II. Mejorar las señales económicas de corto plazo para la participación de recursos flexibles.
- III. Facilitar el acceso a información estructurada del mercado, mejorando la transparencia del mismo.
- IV. Entregar señales de eficiencia a los agentes que permitan reducir los requerimientos de flexibilidad del sistema y sus costos.
- V. Mejorar metodologías de cálculo de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación.

4.3 Eje 3. Operación flexible del sistema

De acuerdo con lo analizado en la presente Estrategia de Flexibilidad, el diseño de la programación y operación del sistema eléctrico

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, en el presente Eje 3 de la Estrategia se presentan las medidas que tienen como objetivo perfeccionar aspectos del mercado spot y de la programación y



operación del sistema, las cuales se enumeran a continuación:

- 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.

4.3.1 Medida 9: Perfeccionar la señal del costo marginal de energía

4.3.1.1 Diagnóstico y análisis

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 225º literal f) de la LGSE, se entiende por costo marginal de suministro al “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”. Si bien esta definición es general y conceptual, y se encuentra acorde con el concepto teórico del costo marginal, en la práctica los costos marginales de energía se calculan con resolución horaria y a nivel nodal, promediando dentro de la hora los costos marginales por minuto, determinados como el mayor costo de producción de energía de la unidad generadora que se encuentre operando por orden económico, lo que se determina mediante un listado de prioridad de

colocación de las unidades de generación del sistema.

En un contexto de mayores requerimientos de flexibilidad en el sistema, se presentan nuevos efectos intrahorarios en el mercado eléctrico, caracterizados por rápidos cambios en la oferta de generación del sistema y la activación de restricciones intertemporales, dadas por la capacidad de rampa y la gestión de recursos energéticos disponibles. Adicionalmente, surgen otras complejidades por el lado del modelamiento matemático de la operación, tal como la necesidad de realizar una co-optimización de energía y reservas operacionales.

Con todo lo anterior, la aproximación utilizada actualmente para el cálculo de los costos marginales de energía y su resolución temporal, podrían estar ocultando señales económicas relevantes para tecnologías que pueden proveer flexibilidad, afectando con esto su remuneración y las decisiones de inversión de nuevos entrantes.

4.3.1.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es mejorar la señal de precios de energía en el mercado spot, de modo que refleje apropiadamente los requerimientos de flexibilidad del sistema. Para ello, se contempla realizar las siguientes mejoras, separadas en acciones de corto y mediano plazo:

Corto Plazo

- I. Aumentar la resolución temporal en el cálculo de los costos marginales de energía a 15



minutos, empleando la metodología actual de cálculo¹³.

- II. Aumentar el grado de automatización del proceso de cálculo del costo marginal de energía, con el objetivo de obtener un cálculo expedito de éste, y con ello, entregar a los agentes del mercado señales cercanas al tiempo real.
- III. Establecer pagos laterales para costos asociados a nuevos estados operativos, como el embancamiento.

Mediano Plazo

- IV. Evaluar la incorporación de los efectos asociados al ciclaje observado y previsto de las unidades generadoras ya sea a través de los Costos Variables No Combustibles (CVNC) o como pagos laterales.
- V. Aumentar la resolución temporal en el cálculo de los costos marginales de energía a 5 minutos. Cabe indicar que para llevar a cabo esta medida se requiere de un análisis que identifique las restricciones de los modelos de programación y operación del Coordinador.
- VI. Implementar herramientas para realizar la optimización de la operación en tiempo

real y, junto con ello, el cálculo de los costos marginales de energía a partir de la variable dual de la restricción de balance de energía, reflejando así la activación de restricciones de flexibilidad en el sistema.

Cabe indicar que las mejoras de corto plazo que se establecen en esta medida podrían ser recogidas en los procesos normativos en curso, como aquellos relacionados con los Costos Marginales (literales i, ii y iii), o con la declaración de Costos Variables (literales iii y iv). Asimismo, cabe señalar que el artículo octavo transitorio del Reglamento de Coordinación y Operación, dispone que el Coordinador debe realizar un estudio para establecer una estrategia que actualice el proceso de programación de la operación y el despacho económico. Dicha estrategia deberá considerar la optimización de la operación de sistema en tiempo real a través de herramientas que automaticen el proceso, determinando, entre otros, la colocación de las unidades generadoras y los costos marginales del sistema. A partir de este estudio se podrá apoyar el trabajo, en particular, en lo asociado a las mejoras de mediano plazo.

4.3.1.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:

- I. Reglamento Coordinación de la Operación del SEN.

¹³ Cabe indicar que el Coordinador actualmente se encuentra trabajando en mejorar la resolución del costo marginal de energía, es por ello, que medida de corto plazo (i) busca

apoyar dicho trabajo de modo que tanto la programación de la operación como los periodos de liquidación tengan una resolución de 15 minutos



- II. Norma Técnica de Costos Marginales.
- III. Norma Técnica de Costos Variables.
- IV. Norma Técnica de Transferencias Económicas.

4.3.2 Medida 10: Perfeccionar el proceso de programación de la operación

4.3.2.1 Diagnóstico y análisis

La programación de la operación de las instalaciones del SEN es realizada por el Coordinador y corresponde al proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de instalaciones del sistema sujetas a su coordinación, tomando en cuenta los recursos disponibles y las restricciones del sistema eléctrico. Para llevar a cabo lo anterior, se realizan programaciones en distintos horizontes de tiempo, desde procesos de largo plazo (con horizonte de 5 años y ejecución cada 6 meses), mediano plazo (con horizonte de 16–27 meses y ejecución diaria) y corto plazo (con horizonte de 7 días y ejecución diaria).

El proceso de la programación de la operación es fundamental para minimizar los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico, debido a que es posible disminuir la incertidumbre de los recursos disponibles en el sistema, en la medida que este proceso se realice de forma cercana al momento de la operación real. En este sentido, cabe indicar que actualmente no se realizan actualizaciones de la programación de la operación de corto plazo en

tiempo real, por lo que se obtienen resultados entre 6–7 horas antes que comience la operación real, utilizando datos de entrada producidos y recopilados más de 12 horas antes de la operación real, hasta las 24 horas siguientes. Asimismo, recientemente se incorporó la exigencia de determinación dinámica de las reservas de control de frecuencia en la programación de la operación la que entrará en aplicación a fines de 2021, y la determinación de la cuantía del recurso de control de frecuencia cada 6 meses, lo que anteriormente se realizaba de manera anual estableciendo un monto fijo sin actualizarse dependiendo de las condiciones operacionales.

Adicionalmente, se ha detectado que es posible obtener un mayor nivel de flexibilidad en el sistema a través de la consideración de nuevos estados operativos en la programación y operación en tiempo real, la consideración de alternativas en la aplicación de la normativa ambiental, así como la consideración de la importancia de centrales hidroeléctricas como recursos para proveer flexibilidad al sistema eléctrico.

4.3.2.2 Objetivo

El objetivo de esta medida es perfeccionar el proceso de programación de la operación, para optimizar los recursos y requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico. Para ello, se contempla realizar las siguientes acciones:

- I. Realizar un proceso de programación de la operación de forma diaria (incluyendo días no laborables). Asimismo, se contempla realizar un análisis de los requerimientos que deben entregar los Coordinados para realizar dicho



| | | | |
|---|---|---------------------------------|---|
| proceso (actualización de la información). | | flexibilidad en el sistema y la | |
| | | mantención o el mejoramiento de | |
| | | los estándares y condiciones | |
| | | ambientales. | |
| II. | Actualizar la programación de la operación dentro del día periódicamente y/o cuando existan desviaciones relevantes. | b. | Incorporar restricciones asociadas a la normativa ambiental dentro de las metodologías y modelos que emplea el Coordinador. |
| III. | Cuantificar la incertidumbre de rampa de demanda neta en periodos de tiempo definidos; por ejemplo, en 1, 3, y 5 horas. | | |
| IV. | Evaluar y utilizar nuevas metodologías en la programación de la operación, en particular en el cálculo del valor del agua embalsada, que consideren efectos del cambio climático, series sintéticas, dependencia temporal, gestión del riesgo, restricciones de corto plazo, entre otros, permitiendo un mejor uso del agua embalsada, considerando los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico. | VII. | Revisar los procedimientos para la determinación de parámetros técnicos que podrían afectar la flexibilidad del sistema, tales como mínimos técnicos, tiempo de partida, costos de partida, capacidad de toma de carga, tiempo mínimo de operación, y tiempo mínimo de detención. |
| 4.3.2.3 Instrumentos regulatorios | | | |
| Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación: | | | |
| V. | Incluir en la regulación nuevos estados operativos (embancamiento, partida en tibio, y partida en caliente) y parámetros técnicos relevantes, además de establecer la posibilidad de emplearlos en la programación de la operación y operación en tiempo real. | I. | Reglamento de Coordinación y Operación del SEN. |
| VI. | Respecto a la normativa ambiental, se contempla entregar recomendaciones destinadas a: | II. | Norma Técnica de Programación de la Operación. |
| | a. Actualizar la normativa ambiental, propendiendo a la compatibilización de una mejor utilización de los recursos de | III. | Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural Regasificado. |
| | | IV. | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus anexos técnicos. |



- V. Recomendaciones de mejoras a la Normativa Ambiental.

real, considerando el nuevo mercado de SSSC que comenzó a regir en enero de 2020.

4.3.3 Medida 11: Perfeccionar la operación en tiempo real

4.3.3.2 Objetivo

4.3.3.1 Diagnóstico y análisis

El objetivo de esta medida es perfeccionar el proceso de operación en tiempo real del sistema eléctrico, para optimizar los recursos y requerimientos de flexibilidad en éste. Para esto se contempla realizar las siguientes mejoras, separadas en acciones de corto y mediano plazo:

Al igual que la programación de la operación, la operación en tiempo real impacta de forma relevante en la utilización eficiente de las instalaciones y recursos flexibles en el sistema eléctrico. Actualmente, la operación en tiempo real está basada en la utilización de un listado de prioridad de colocación, el cual es elaborado con los resultados de la programación de la operación, considerando factores de penalización promedio en tres bloques horarios. Esta manera de operar el sistema eléctrico puede tener espacios de mejora, que permitan en el futuro internalizar los requerimientos de flexibilidad en el sistema, mejorar el despacho de nuevas tecnologías, mejorar el despacho conjunto de energía y reservas, entre otros aspectos.

Corto Plazo

- I. Publicar mayor información de la operación ex post del SEN, aumentando el nivel de transparencia, y permitiendo con ello, que los agentes puedan tomar decisiones más informadas, considerando el nuevo mercado de SSSC.
- II. Dado que existirán instancias con mayor periodicidad de optimización de la operación, utilizar los pronósticos de generación y demanda más actualizados disponibles.

Adicionalmente, producto de operar el sistema utilizando un listado de prioridad de colocación, no necesariamente se utiliza la información más actualizada de pronósticos de generación y demanda al momento de la operación en tiempo real.

Mediano Plazo

- I. Establecer un proceso de despacho de recursos de generación y reservas en tiempo real y el registro de instrucciones operacionales que debe elaborar el Coordinador, acorde a los requerimientos presentes y futuros, considerando nuevas opciones tecnológicas.

Finalmente, algunos agentes y actores del mercado eléctrico han planteado la necesidad de establecer una mayor trazabilidad en las decisiones tomadas en la operación en tiempo



- II. Implementar un despacho económico (energía y reservas) con restricciones para el despacho de recursos de generación y reservas en tiempo real, en lugar de un listado de prioridad de colocación¹⁴.

4.3.3.3 Instrumentos regulatorios

Los instrumentos regulatorios que se estima necesario perfeccionar son los enumerados a continuación:

- I. Reglamento Coordinación de la Operación del SEN.
- II. Nueva Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho.

4.3.4 Medida 12: Tratamiento de desvíos de generación y demanda

4.3.4.1 Diagnóstico y análisis

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72-7 de la LGSE, la remuneración por la prestación de SSCC requeridos en la operación del sistema eléctrico, es de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales. En este sentido, se comprende que la flexibilidad relacionada con los SSCC es un requerimiento sistémico, necesario para la operación segura y económica del sistema. Sin embargo, es relevante

señalar que el esquema actual podría requerir de una señal de eficiencia sobre estos requerimientos, para que éstos sean optimizados.

A partir de lo observado en experiencias internacionales, es posible indicar que existen principalmente dos lineamientos respecto a los desvíos de pronósticos de generación y demanda, los cuales inciden directamente en la magnitud de las reservas requeridas en los SSCC y por ende en la flexibilidad del sistema. Dichos lineamientos corresponden a:

- I. La programación de la operación y los pronósticos de generación y demanda son determinados de forma centralizada por el operador del sistema. Por tanto, los costos y riesgos asociados a las desviaciones son considerados como sistémicos y el incentivo para mejorar la información necesaria para la operación económica, incluyendo los pronósticos, es del operador del sistema.
- II. La programación de la operación es determinada de forma centralizada, pero los pronósticos de generación y demanda son descentralizados. Por tanto, los costos y riesgos asociados a las desviaciones debieran ser atribuidos a los agentes con desviaciones. En este caso, es oportuno preguntarse qué herramientas tiene este agente para gestionar este riesgo y cómo puede internalizar este costo. En este sentido, en mercados internacionales esta solución se ha

¹⁴ Cabe indicar que actualmente el Coordinador se encuentra trabajando en este aspecto, por lo que la medida (i) busca

apoyar dicho trabajo, eventualmente complementarlo y generar un marco regulatorio para su operación.



aplicado en compatibilidad con un diseño de mercado basado en ofertas de energía y no de costos declarados.

En la regulación actual, se establece que cada Coordinado debe realizar un pronóstico individual, y el Coordinador debe realizar uno centralizado, tanto para la generación como para la demanda, por lo que, en conjunto, se espera que permitan optimizar los requerimientos de flexibilidad operativa en el sistema eléctrico. No obstante, se observa que se requiere realizar un seguimiento de los resultados del desempeño de los pronósticos, para verificar si cumplen con el objetivo de optimizar este requerimiento.

Cabe indicar que dentro de las discusiones que se realizaron durante la elaboración de la presente Estrategia, se analizó la posibilidad de implementar un despacho vinculante en el mercado eléctrico chileno, de modo que los efectos de los desvíos sean recogidos a través de dicho mecanismo. En esta Estrategia se ha considerado, de manera preliminar, que este mecanismo podría ser más compatible con un mercado de ofertas de energías que con un mercado de costos auditados como el actual en Chile, en el sentido que los agentes podrían incluir sus riesgos asociados a los desvíos en la misma oferta. Sin embargo, dada la importancia de los desvíos en el mercado, se ha definido en una primera instancia realizar un análisis del desempeño de los pronósticos, y en una etapa posterior, y en caso que los pronósticos no cumplan con un nivel esperado, se analizarán medidas para definir una señal para que los agentes mejoren sus pronósticos. En

consecuencia, en caso de realizarse la segunda etapa de esta medida, no se descarta un análisis en profundidad de una posible implementación de un despacho vinculante.

4.3.4.2 Objetivos

En una primera etapa, esta medida tiene como objetivos: monitorear y publicar el desempeño de los pronósticos de generación y demanda (clientes libres y distribuidoras), realizados tanto por parte de los Coordinados como el centralizado; monitorear y publicar la efectividad en el seguimiento de las instrucciones que entrega el Coordinador en la operación del sistema; y evaluar la calidad de la información enviada por los Coordinados para realizar los pronósticos de generación y demanda.

En una segunda etapa, y en caso de que se evidencie que, al cabo de una evaluación de 12 meses, el desempeño obtenido de los procesos monitoreados y analizados no cumplen con un nivel esperado, determinado a partir de estándares de sistemas eléctricos a nivel internacional, esta etapa tiene como objetivo evaluar la necesidad de establecer una medida adicional, orientada a entregar una señal económica a los agentes para la mejora de sus pronósticos y respuesta a instrucciones del coordinador, reduciendo con esto los requerimientos de flexibilidad del sistema.



4.3.4.3 Instrumentos regulatorios

El instrumento regulatorio que se estima necesario perfeccionar corresponde a la Norma Técnica de Programación de la Operación¹⁵.

4.4 Implementación de las medidas

Para la implementación de las medidas definidas en la Estrategia de Flexibilidad, se elaboró un plan de trabajo del desarrollo y aplicación de las mismas. Cabe indicar que, para la implementación de estas medidas, se contempla establecer distintas mesas de trabajo e instancias participativas con todos los actores y agentes del sector eléctrico, que permitan realizar las modificaciones regulatorias necesarias para el apropiado cumplimiento de los objetivos establecidos en la Estrategia.

El referido plan de trabajo se presenta tabulado en el capítulo 5 del presente documento.

¹⁵ Este es el instrumento regulatorio para la primera etapa descrita. El instrumento requerido para implementar la

segunda etapa, en caso de ser necesario, deberá evaluarse en función de la solución regulatoria específica.



4.5 Resumen de las medidas de la Estrategia de Flexibilidad

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las medidas contempladas en la Estrategia de Flexibilidad y los correspondientes Reglamentos y Normas Técnicas que requerirían un perfeccionamiento para cumplir el objetivo de cada medida.

Tabla 2. Resumen de ejes y medidas de la Estrategia de Flexibilidad

| Ejes y medidas | Reglamentos | | | Normas Técnicas | | | | | | | | Análisis |
|--|-------------|--------------|---------------|-----------------|---------------|-----|----|----------------|--------------|-------------|--------------------|----------|
| | Potencia | Coordinación | Planificación | Potencia | SyCS y anexos | CMg | CV | Transferencias | Programación | Gas Natural | Control y despacho | |
| Eje 1: Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible | | | | | | | | | | | | |
| 1: Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia | | | | | | | | | | | | |
| 2: Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad | | | | | | | | | | | | |
| 3: Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro | | | | | | | | | | | | |
| 4: Monitorear y evaluar el mercado de SSCC | | | | | | | | | | | | |
| Eje 2: Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles | | | | | | | | | | | | |
| 5: Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema | | | | | | | | | | | | |
| 6: Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento | | | | | | | | | | | | |
| 7: Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos | | | | | | | | | | | | |
| 8: Permitir la incorporación de proyectos piloto | | | | | | | | | | | | |
| Eje 3: Operación flexible del sistema | | | | | | | | | | | | |
| 9: Perfeccionar la señal del costo marginal de energía | | | | | | | | | | | | |
| 10: Perfeccionar el proceso de programación de la operación | | | | | | | | | | | | |
| 11: Perfeccionar la operación en tiempo real | | | | | | | | | | | | |
| 12: Tratamiento de desvíos de generación y demanda | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia

5 Plan de trabajo

La siguiente tabla contiene el plan de trabajo establecido en la Estrategia de Flexibilidad y los correspondientes plazos de implementación.

Tabla 3. Plan de trabajo de la Estrategia de Flexibilidad (plazos¹⁶ desde la publicación de la Estrategia de Flexibilidad)

| Actividad | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 | Mes 13 | Mes 14 | Mes 15 | Mes 16 | Mes 17 | Mes 18 | Mes 19 | Mes 20 | Mes 21 | Mes 22 | Mes 23 | Mes 24 | Mes 25 | Mes 26 | Mes 27 | Mes 28 | Mes 29 | Mes 30 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nuevo Reglamento de Potencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nueva Norma Técnica de Potencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Reglamento de Coordinación de la Operación | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reglamento de Planificación de la Transmisión ¹⁷ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Monitoreo del mercado de SSCC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis sobre niveles de inercia y cortocircuito en el sistema | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus anexos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Declaración de Costos Variables (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Programación de la Operación (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Transferencias Económicas (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Programación de la Operación (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural Regasificado (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Costos Marginales (medidas de corto plazo) (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Costos Marginales (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho (*) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modificación Norma Técnica de Funciones de Control y Despacho (medidas de mediano plazo) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Monitoreo del desempeño de los pronósticos de generación y demanda | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Simbología:



En proceso



Modificación posterior



Análisis y monitoreo

(*) Las Normas Técnicas indicadas corresponden al Plan Normativo 2020 de la CNE, de la Resolución Exenta 313, del 19 de agosto de 2020.

¹⁶ Los plazos indicados en la Tabla 3 son referenciales. En el caso de Reglamentos y Normas Técnicas los plazos se refieren al periodo desde el inicio del trabajo de modificación hasta el documento que se publique en Consulta Pública, a excepción del Reglamento de Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, cabe indicar que los plazos de ciertas normas se establecerán en los planes anuales normativos correspondientes.

¹⁷ El Reglamento de Planificación de la Transmisión se encuentra en tramitación en Contraloría General de la República y será adecuado en función de las propuestas emanadas de esta estrategia.



Referencias

- [1] Ministerio de Energía, «Planificación Energética de Largo Plazo,» 2019.
- [2] Ministerio de Energía, «Estrategia Nacional de Electromovilidad,» 2017.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Análisis de requerimientos de flexibilidad en la operación y desarrollo del SEN,» 2019.
- [4] Inodú, «Estudio de incorporación del atributo de flexibilidad al mercado eléctrico chileno,» 2019.
- [5] Centro de Energía de la Universidad de Chile, «Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles,» 2017.
- [6] Narvik, «Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados,» 2017.
- [7] Synex, Estudios Energéticos Consultores y la Universidad Pontificia de Comillas, «Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile,» 2018.
- [8] PSR-Moray, «Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes,» 2018.
- [9] Systep Ingeniería y Diseño, «Pagos por Capacidad en un Contexto Renovable Variable,» 2018.
- [10] Narvik, «Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional,» 2018.
- [11] Valgesta, «Lineamientos principales para propuesta regulatoria sobre flexibilidad y propuesta regulatoria para sistemas de almacenamiento en Chile,» 2019.
- [12] Centro de Energía de la Universidad de Chile, «Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional,» 2019.
- [13] IEA, «Status of Power System Transformation 2019, Power system flexibility,» 2019.
- [14] IRENA, «Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers,» 2018.



- [15] R. Druce, S. Buryk and K. Borkowski, «Making Flexibility Pay: An Emerging Challenge in European Power Market Design,» NERA Economic Consulting, 2016.
- [16] M. Milligan, B. Frew, E. Zhou and D. Arent, «Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration,» National Renewable Energy Laboratory, 2015.
- [17] European Commission, «Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility,» 2015.
- [18] H. Holttinen, A. Tuohy, E. Lannoye, M. Milligan, V. Silva, S. Müller and L. Söder, «The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification,» IEEE, 2013.
- [19] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. Kirschen and L. Ochoa, «Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems,» IEEE, 2012.
- [20] J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. O'Malley, S. Mueller, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, S.K. Soonee, «Flexibility in 21st Century Power Systems,» National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón,» 2018.

