

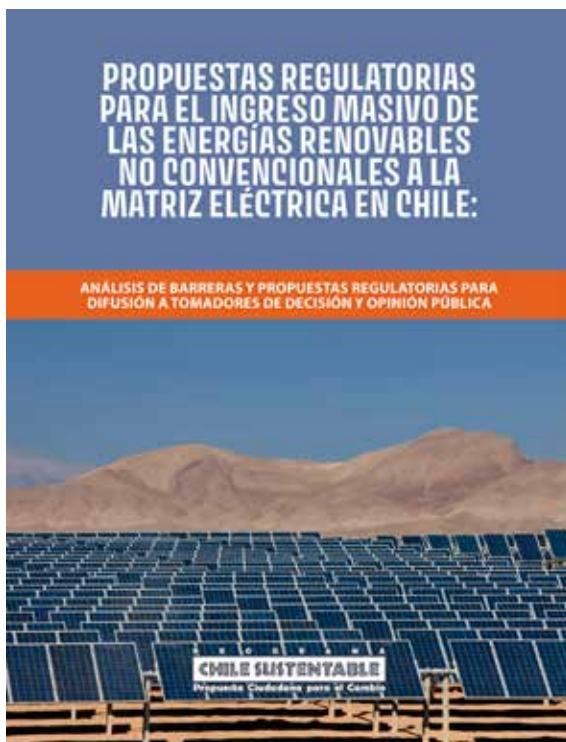
PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL INGRESO MASIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES A LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE:

ANÁLISIS DE BARRERAS Y PROPUESTAS REGULATORIAS PARA
DIFUSIÓN A TOMADORES DE DECISIÓN Y OPINIÓN PÚBLICA

P R O G R A M A

CHILE SUSTENTABLE

Propuesta Ciudadana para el Cambio



- **Autores:** Resumen Ejecutivo del Estudio realizado por KAS ingeniería para Chile Sustentable
- **Edición:** Sara Larraín y Javiera Lecourt
- **Diagramación y Diseño de Portada:** Emiliano Méndez
- **Corrección ortográfica:** Misle Sepúlveda

Impreso en Chile
Edición de 1.000 ejemplares
Impreso por Jorge Luis Roque

PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL INGRESO MASIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES A LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE:

**ANÁLISIS DE BARRERAS Y PROPUESTAS REGULATORIAS PARA
DIFUSIÓN A TOMADORES DE DECISIÓN Y OPINIÓN PÚBLICA**

Documento preparado por
KAS Ingeniería para Fundación Chile Sustentable
Agosto 2021

P R O G R A M A
CHILE SUSTENTABLE
Propuesta Ciudadana para el Cambio

Contenido

DIAGNÓSTICO SOBRE SITUACIÓN ACTUAL DE LOS PROYECTOS ERNC.....	5
DESAFÍOS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC.....	7
IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS REGULATORIAS Y DISTORSIONES DE MERCADO PARA LAS ERNC.....	10
PROPUESTAS PARA CORREGIR LAS BARRERAS Y DISTORSIONES QUE AFECTAN EL DESARROLLO DE LAS ERNC.....	16

Resumen ejecutivo

DIAGNÓSTICO SOBRE SITUACIÓN ACTUAL DE LOS PROYECTOS ERNC

En el contexto de crisis climática, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC)¹ 2018 ha señalado la necesidad de reducir en un 45% las emisiones de CO₂ al año 2030 y lograr la carbono-neutralidad al 2050, para limitar el aumento de la temperatura del planeta a un máximo de 1.5°C.

En Chile, el sector energía es el responsable del 78% de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI)², por lo que es necesario impulsar una transición rápida y de gran alcance. Por sí sola, la generación eléctrica en base a carbón corresponde al 41,5% de las emisiones de dicho sector, por lo que la descarbonización del sector eléctrico chileno debe materializarse al 2030, y simultáneamente avanzar en la “desfosilización” de toda la matriz energética.

Si bien, en los últimos dos años se han realizado avances en la descarbonización del sector eléctrico en Chile, si el país quisiera acelerar su transición energética para mitigar la contaminación local y global, debe identificar y remover las barreras que impiden masificar la inserción de las energías renovables

El objetivo de este estudio es analizar las barreras actuales a la mayor penetración de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y revisar si estas barreras son de carácter normativo, económico u operacional. Para ello se revisaron los antecedentes sobre la inserción actual de energías renovables y su potencial, como asimismo la cartera de proyectos en construcción, aprobados ambientalmente y en evaluación ambiental. Se analizó las barreras generales y específicas que dificultan una mayor inserción de estas energías, y finalmente se identificaron las oportunidades de mejora de medidas regulatorias y administrativas para abordar y remover estas barreras.

El avance tecnológico en generación mediante fuentes renovables, las cuotas obligatorias de inserción de 10% de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica establecidas en la Ley 20.257 de 2008, duplicadas a 20% el año 2012 (a cumplir el 2025); junto a la baja en los costos de las tecnologías de generación solar y eólica; la creciente preocupación ciudadana por los impactos a la salud de las emisiones de la combustión del carbón; como asimismo los compromisos de mitigación de GEI asumidos por Chile ante el Acuerdo de París, han posibilitado el aumento de la inserción de la generación ERNC en el SEN y la existencia de un importante portafolio de proyectos a la espera de ingresar al mercado del sector.

La riqueza de los recursos energéticos renovables disponibles en Chile y su nivel de competitividad, hicieron que la tecnología eólica y solar fotovoltaica fueran las grandes ganadoras de licitaciones de suministro para clientes regulados en los últimos años (cuyos contratos comenzaron a regir a partir de enero de 2021). Asimismo, los grandes clientes mineros e industriales han optado por suministros 100% renovables, derribando el mito de que su suministro es poco manejable por su variabilidad.

1 Intergovernmental Panel on Climate Change

2 INGEI 220: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2020. <https://snichile.mma.gob.cl/documentos/>

Este hecho se evidencia en la información que provee el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la propia industria, cuyo catastro de 2020 presenta 701 nuevos proyectos de generación mediante energía renovable, con una capacidad total de 39.520 MW; de los cuales 4.999 MW estaban en construcción, 20.100 MW aprobados ambientalmente y 14.420 MW en proceso de calificación ambiental.

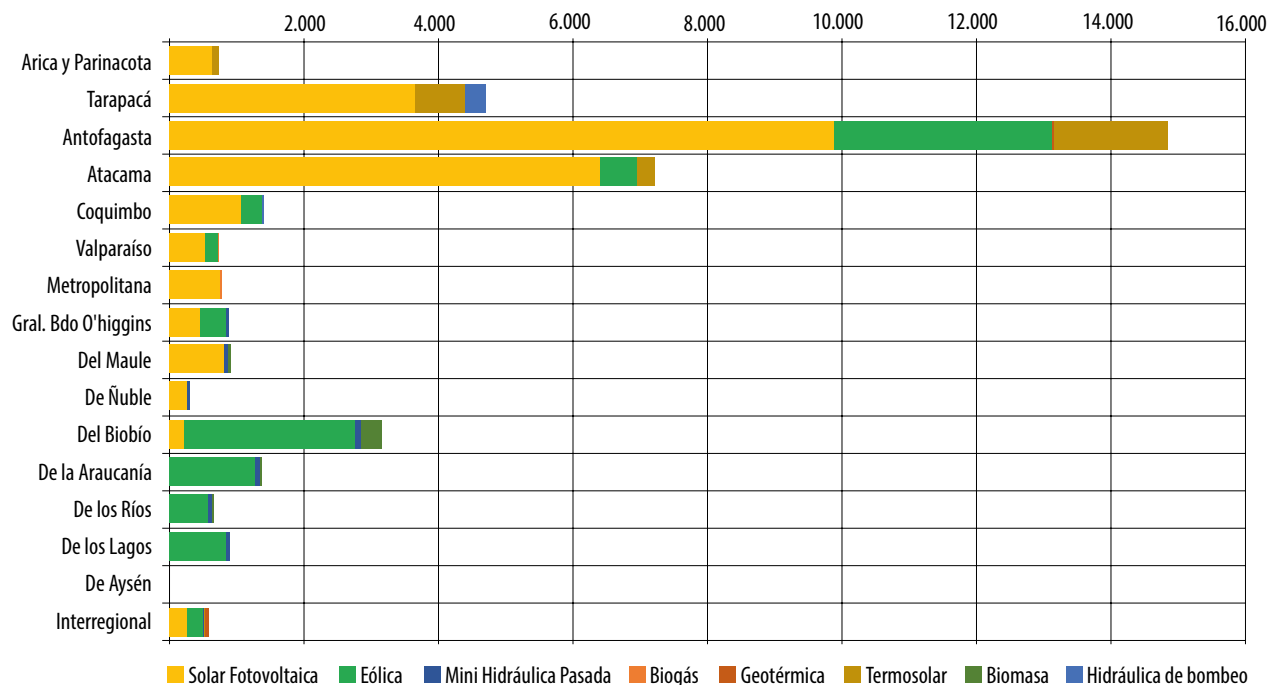
Tabla 1: Catastro de proyectos ERNC al 2020

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD [MW]	CANTIDAD PROYECTOS
Solar fotovoltaica	25292	534
Eólica	10230	89
Mini Hidráulica Pasada	439	50
Biogás	19	4
Geotérmica	103	2
Termosolar	2792	11
Biomasa	345	10
Hidráulica de bombeo	300	1
Total	39520	701

Fuente: Elaboración propia en base a información de ACERA, 2020.

La distribución geográfica de dichos proyectos ERNC se concentra en las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama y Coquimbo con generación solar (fotovoltaica y CSP³) y eólica, y en Bio Bio y Araucanía con proyectos eólicos.

Gráfico 1. Distribución geográfica de proyectos ERNC



Fuente: Elaboración propia en base a información de ACERA 2020 y del SEA 2020.

El potencial disponible de ERNC en Chile supera varias veces el crecimiento esperado de la demanda eléctrica para varias décadas. Sin embargo, dado que el consumo del país se concentra en la zona central, el aprovechamiento de este potencial presenta desafíos tales como la expansión de la transmisión y el desarrollo de sistemas de almacenamiento necesarios para gestionar la variabilidad de la producción renovable. Ello implica definiciones regulatorias para dotar de mayor flexibilidad al sistema eléctrico. Además, se deben considerar salvaguardas sociales y ambientales para los proyectos renovables que, aunque no emiten contaminantes atmosféricos, deben prevenir conflictos territoriales con las comunidades locales.

DESAFÍOS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC

Todos los estudios del sector público, privado y de la sociedad civil sobre las proyecciones de desarrollo de la matriz eléctrica de Chile muestran una inserción casi exclusiva de proyectos en base a energías renovables no convencionales (ERNC) o energías renovables variables (ERV), lo que evidencia una tendencia de transición acelerada del sistema eléctrico actual altamente dependiente de combustibles fósiles. No obstante, la actual regulación del sector eléctrico presenta dificultades y barreras para la instalación masiva de las ERNC. Para la realización de este informe KAS ingeniería tomó como referencia distintos estudios que permiten identificar estas barreras y dificultades.

En enero de 2019, **el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) publicó el informe titulado “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón”** el cual consistió en determinar planes de expansión de generación y transmisión ante un plan de retiro de centrales a carbón entre 2020 y 2038, tomando en consideración la vida útil técnica y económica de las plantas. Entre las principales conclusiones del informe se destaca que para tener un Sistema Eléctrico Nacional que opere de manera segura y económica, a la vez de sustentable, se requiere que las nuevas centrales de generación contemplen desde su concepción atributos necesarios para aportar flexibilidad a la operación del sistema, requisito importante para operar con una alta inserción de ERV⁴. Pone énfasis en que la no incorporación de estos criterios hará que el sistema incurra en mayores costos de operación, lo cual se agudiza con el adelanto del calendario de descarbonización. Pero reconoce que, aunque la incorporación de estos criterios aumenta el costo de inversión en las centrales de generación, la inserción de ERV se desarrollará de igual forma debido a los menores costos totales de operación.

El “Estudio prospectivo sobre Escenario de Descarbonización al 2030” realizado por KAS ingeniería en 2019 con el objetivo de analizar, desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, la viabilidad de retirar la totalidad de las centrales a carbón al año 2030, presenta como principales conclusiones que el retiro del carbón es posible técnica y económicamente al año 2030 sustituyendo dicha capacidad con generación renovable, pero que se deben tomar medidas lo antes posible, considerando la dinámica asociada al desarrollo de ciertos proyectos de generación renovable con almacenamiento y ampliación de los sistemas de transmisión.

4 ERV: Energías Renovables Variables (Solar, Eólica)

En cuanto a los costos de inversión y operación de un escenario BAU (Business As Usual), es decir con carbón y otro sin centrales a carbón, el escenario sin centrales a carbón resulta del orden de 2400 MUSD más caro durante todo el periodo de estudio (2020-2039), debido a la transmisión adicional requerida para acomodar la generación ERV. Este escenario de mayor costo sin embargo generaría una reducción de 396 millones de toneladas de CO₂, lo que implicaría un precio de reducción de emisiones de 6,1 USD/TonCO₂.

Tabla 2. Comparación costo unitario de producción, por tecnología, para tasa de descuento 6%

TECNOLOGÍA	COSTOS UNITARIOS			C. TOTAL [USD/MWH]
	CAPEX	OPEX	COMBUSTIBLE	
Fotovoltaico Eólico	25,3	3	0	28,3
Eólico	33,7	7	0	40,7
Termosolar	57,4	10	0	67,4
Geotermia	52,2	10	0	62,2
Carbón	27,6	5	45	77,6

Fuente: Elaboración propia en base a información de ACERA 2020 y del SEA 2020.

Además de la transmisión que requeriría la identificación temprana para la planificación de la nueva inversión, se plantea como prioridad la necesidad de dimensionar las necesidades de acumulación para la regulación horaria. Como también poner atención a los horarios con costo marginal cero, los cuales pueden producir inconvenientes al mercado eléctrico, apuntando al estudio de un cambio de sistema hacia uno basado en ofertas (bolsas).

En la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) realizada por el Ministerio de Energía, cuyo objetivo principal es el modelamiento y desarrollo de escenarios energéticos que incluyan tendencias de largo plazo, propone el año 2033 como el más próximo para el cierre de centrales a carbón entre todos los escenarios modelados. También proyecta un 90% de generación en base a energías renovables al año 2050, pudiendo variar según el nivel de aporte de la energía hidroeléctrica. Incluye en todos los escenarios al gas natural formando parte de las tecnologías tradicionales factibles de operar con flexibilidad, y mantiene el petróleo diésel para operaciones de emergencia.

En el Informe Preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, elaborado por la CNE⁵ para el primer semestre de 2021, propone la construcción de 2.630 MW en tecnologías renovables eólica, hidroeléctrica, solar fotovoltaica y solar con almacenamiento, entre enero de 2026 y enero de 2031. De este análisis se desprende que para el periodo 2021-2030 la generación térmica promedio anual esperada (carbón, petróleo y diésel) será de un 22% del total, entregando una primera aproximación de la capacidad que se debe instalar de otras tecnologías como almacenamiento, concentración solar de potencia y otras similares. Además, muestra que la generación renovable esperada al 2030 alcanza el 77% promedio anual (incluyendo la generación hidroeléctrica de cualquier tamaño).

5 Comisión Nacional de Energía

Tabla 3: Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional, al año 2020

CAPACIDAD INSTALADA EN [MW]								
Hídrico	Carbón	Petróleo	Gas	Solar	Eólico	Geotérmico	Otros	Total
6814,4	4909,8	3029,5	4935,9	3574,9	2526	44,9	474,2	26310,40
25,9%	18,6%	11,5%	18,8%	13,6%	9,6%	0,2%	1,8%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a información de ACERA 2020 y del SEA 2020.

Además de la información entregada por los estudios mencionados anteriormente, es importante destacar que, según datos estadísticos del Coordinador Eléctrico Nacional, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional al 31 de diciembre de 2020 alcanzó los 26310 MW, mientras que la generación bruta del año 2020 llegó a 77633 GWh equivalentes a una potencia media de 8862 MW. En diciembre de 2020 la energía solar y eólica aportaron el 21,6% de la energía total producida en dicho mes, pero llegando a un 42,3% durante la hora de máxima generación combinada solar + eólica.

Tabla 4: Generación Bruta del Sistema Eléctrico Nacional al año 2020

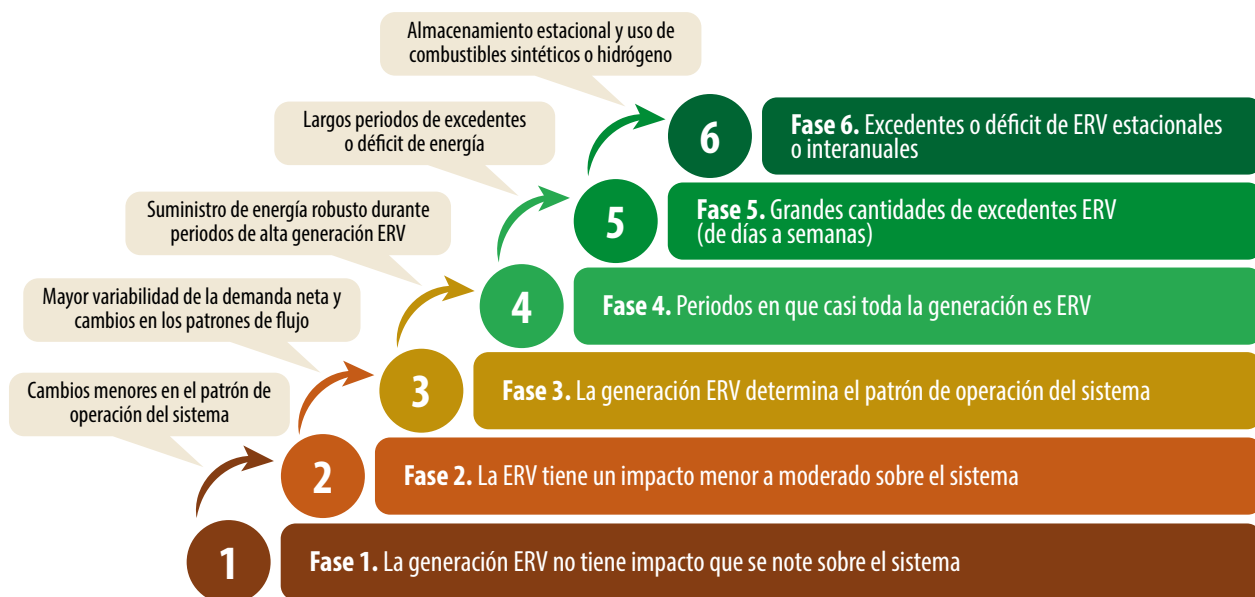
GENERACIÓN AÑO 2020 [GWH]								
Hídrico	Carbón	Petróleo	Gas	Solar	Eólico	Geotérmico	Otros	Total
20621,8	27014,4	560,8	13791,4	7617,3	5516,1	246,9	2265,1	77633,80
26,6%	34,8%	0,7%	17,8%	9,8%	7,1%	0,3%	2,9%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a información de ACERA 2020 y del SEA 2020.

Considerando la capacidad actualmente instalada, más los proyectos declarados en construcción, Chile alcanzará un nivel de penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) o Energías Renovables Variables (ERV) que la situarán entre las Fases 3 y 4 según la clasificación que realiza la Agencia Internacional de Energía (IEA por su sigla en inglés)⁶. Lo cual significa que la generación ERV determina el patrón de operación del Sistema Eléctrico y que existirán periodos en que casi toda la generación eléctrica es producida por fuentes de ERV. Este contexto, sumado a la infraestructura en construcción, aprobada ambientalmente y en evaluación, presenta tremendas oportunidades para la transición energética del país, la reducción de contaminantes globales y locales y la reactivación económica en el contexto de la crisis climática y sanitaria.

6 Status of Power System Transformation. Power System Flexibility, May 2019. IEA.

Gráfico 2: Características y Desafíos de las fases de integración de las ERV a los sistemas eléctricos - IEA 2019



Fuente: IEA, 2019.

IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS REGULATORIAS Y DISTORSIONES DE MERCADO PARA LAS ERNC

La Agencia Internacional para la Energía Renovable (IRENA), plantea que para reducir emisiones y lograr la carbono neutralidad mundial se debe apuntar a tres grandes categorías: (1) la sustitución de generación eléctrica fósil por renovable; (2) la eficiencia energética; y (3) la sustitución de los combustibles/insumos fósiles por combustibles / insumos limpios, en aquellos usos difíciles de electrificar. Lo relevante de este planteamiento es que el 80% de la reducción de emisiones necesarias para lograr los objetivos del Acuerdo de París (COP21), se logra con los dos primeros puntos: energía renovable y eficiencia energética.

Por esta razón, los esfuerzos más recomendados se han centrado en aumentar la penetración de ERNC en los sistemas eléctricos, para lo cual resulta clave que Gobiernos y privados realicen esfuerzos coordinados para potenciar el desarrollo de estos proyectos. Los Gobiernos deben identificar el potencial de los recursos naturales, establecer condiciones de inversión, financiamiento y la correcta obtención de permisos.

En este contexto es fundamental avanzar en identificar y entender qué barreras económicas, normativas u operacionales impiden el aprovechamiento de la generación renovable tanto instalada como potencial y promover las reformas necesarias para una mayor penetración de éstas. Ejemplo de la importancia de ello fue la reforma regulatoria que flexibilizó la estructura de las licitaciones de energía para clientes regulados y la ley 20.257, que en 2008 estableció cuotas obligatorias de ERNC, gracias a las cuales nuestro país alcanzó a diciembre de 2020 un 38,8% de capacidad instalada renovable en el sistema Eléctrico Nacional.

Hoy, la discusión se centra en cómo se puede aumentar la penetración de energías renovables en medio de un contexto de aceleración del proceso de transición energética, sin dejar de lado otros sectores como la industria y el transporte.

Las barreras a las que se enfrentan las ERNC para penetrar en el mercado eléctrico se asocian a condiciones regulatorias y distorsiones del mercado que hacen que éste privilegie la generación fósil bajo argumentos sobre seguridad del sistema o aumento de costos de operación debido a la entrada de ERNC y, por ende, las tarifas de los clientes.

Las principales barreras identificadas en el estudio son:

- 1) Dificultad de Libre Competencia y tendencias de concentración del mercado
- 2) Distorsión de la regulación sobre suficiencia: Estado de Reserva Energética (ERE)
- 3) Problemas de diseño, valor y forma de aplicación del impuesto verde
- 4) Planificación y tarificación de la transmisión
- 5) Condiciones del Mercado del Gas y GNL y distorsiones en la aplicación de las normas técnicas vigentes sobre gas inflexible.
- 6) Fijación, declaración y fiscalización de la operación real con mínimos técnicos
- 7) Limitación y falta de actualización de los Servicios Complementarios
- 8) Condiciones limitadas para la generación distribuida y residencial (Net Billing)

A continuación, se presenta una síntesis sobre el origen, implicancias, consecuencias y propuestas de corrección de cada una de las barreras:

1 - LIBRE COMPETENCIA Y TENDENCIAS DE CONCENTRACIÓN DE MERCADO		
Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Propuesta de corrección
<p>El mercado eléctrico permite comportamientos que atentan contra la libre competencia debido a una alta concentración en la capacidad y la generación eléctrica.</p> <p>La Unidad de Monitoreo a la Competencia creada en 2016 y dependiente del CEN, cuya tarea era buscar indicios de afectación a la competencia, tiene restringida capacidad de acción y está inhabilitada para investigar.</p>	<p>Desarrollo de un mercado poco competitivo y limitado, lo cual no es percibido como un problema por parte de los operadores, fiscalizadores y reguladores.</p> <p>Las pequeñas empresas generadoras enfrentan problemas de dispersión y de representación.</p>	<p>Se requiere mayor monitoreo de la libre competencia en el sector eléctrico.</p> <p>Se requiere el fortalecimiento de las competencias, atribuciones y recursos del CEN para monitoreo de la competencia.</p> <p>Se requiere más independencia de la Unidad de Monitoreo de la Competencia y establecer su obligación de denunciar en detalle a la Fiscalía Nacional Económica sobre la presunción de cualquier practica que atente contra la libre competencia.</p>

2 - DISTORSIÓN DE LA REGULACIÓN SOBRE ESTADO DE RESERVA ENERGÉTICA (ERE)		
Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>La incorporación del mecanismo de Estado de Reserva Estratégica, (ERE) bajo el cual algunas plantas generadoras que salen del sistema pueden postularse sin fundamentos técnicos, para quedar disponibles ante eventuales emergencias, accediendo al 60% del pago por potencia de suficiencia en caso de estar disponibles para funcionar en un plazo de 60 días a plena capacidad.</p>	<p>El ERE constituye un subsidio a plantas que cumplieron su vida útil y tienen tecnología en desuso y contaminante. Además, debido a que las centrales ERE deben ser llamadas a funcionamiento con 60 días de anticipación mínimo, generan una discriminación económica con otras centrales que operan en el SEN que sí aportan respaldo de suficiencia.</p> <p>Todas las generadoras del sistema eléctrico, incluidas las ERNC subsidian un respaldo sucio al sistema, debido a que las centrales ERE también son incluidas en la prorrata del pago por potencia de suficiencia.</p>	<p>El CEN debe determinar mediante un estudio técnico, auditable y de público conocimiento si alguna unidad que se retira debe permanecer en ERE o si es necesario retardar su salida.</p> <p>Incorporar a la PELP el plan de retiro de unidades térmicas considerando los costos directos e indirectos que implica su permanencia y el retiro de estas unidades. Dicha información debe ser pública.</p> <p>Se debe reformar o eliminar los instrumentos de política pública que distorsionen las reglamentaciones y condiciones de competencia.</p>

3 - PROBLEMAS DE DISEÑO, VALOR Y FORMA DE APLICACIÓN DEL IMPUESTO VERDE		
Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>El impuesto verde vigente desde 2014 que grava las emisiones de CO₂ y contaminantes locales, han sido pagados principalmente por generadoras en base a combustibles fósiles. Pero presenta tres distorsiones relevantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El impuesto no se considera en la determinación del costo marginal instantáneo de la energía; 2. Todas las empresas que realicen retiros del sistema deben pagar una parte del impuesto, lo cual implica que centrales en base a ERNC deban pagar un cargo por un impacto que no generan; 3. El valor del impuesto es más bajo que el costo que tiene para la sociedad el abatimiento del CO₂ y de los contaminantes locales 	<p>El impuesto tiene un efecto regresivo, pues se aplica sobre los retiros que todas las empresas hacen para suministrar sus contratos privados de energía (incluidas las que no emiten).</p> <p>El gravamen no afecta el orden de mérito del despacho de la generación, pues el valor del impuesto no se añade al costo variable de operación, por tanto, las tecnologías térmicas no reflejan su verdadero costo de operación al ser despachadas.</p> <p>El impuesto verde vigente en Chile con sus distorsiones es meramente recaudatorio, pues no contribuye a descontaminar y además desincentiva las inversiones en tecnologías de generación limpia y renovable.</p>	<p>El costo del gravamen al CO₂ y los otros contaminantes atmosféricos, debe ser incorporado para efectos del despacho económico de la energía que se inyecte al sistema eléctrico.</p> <p>De esta manera el costo del impuesto verde se agregaría al costo variable de cada central contaminante.</p> <p>El monto del impuesto debe incrementarse de manera gradual desde los 5 USD/ton CO₂ a un gravamen que incorpore su costo ambiental real. Se propone aumentarlo a 32 dólares al año 2030, valor que corresponde al cálculo realizado por el gobierno sobre el costo de abatimiento del CO₂.</p> <p>La recaudación del impuesto verde debe ir a mitigar y remediar daños provocados por estas emisiones sobre las poblaciones de zonas saturadas o en latencia, directamente afectadas por la operación de estas plantas.</p>

4 - PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>La planificación nacional y zonal de la transmisión se realiza de forma centralizada desde la CNE, los tiempos de materialización son largos y la planificación reactiva.</p> <p>La transmisión es una barrera de entrada para tecnologías de generación ERNC debido a que dichos proyectos se ejecutan mucho más rápido que las obras de transmisión, incrementándose los vertimientos de energía y aumentando los costos de transmisión en comparación con los de generación.</p>	<p>Entre 2015 y 2019 se generó un retraso en la expansión de la transmisión y los vertimientos de energía no fueron solucionados de manera rápida y eficiente.</p> <p>Actualmente, obras de transmisión recientemente inauguradas ya presentan congestión obligando al vertimiento de energía renovable</p>	<p>Dado que la formula clásica de transmisión en Chile no ofrece condiciones para acelerar la transición energética se hace urgente implementar tecnologías innovadoras como generación distribuida en centros de consumo residencial, industrial y comercial.</p> <p>Se requiere asimismo aumentar la eficiencia de las líneas de transmisión generando regulación y mecanismos de remuneración para almacenamiento y sistemas de control.</p>

5 - MERCADO DEL GAS Y GNL: DISTORSIONES EN LA APLICACIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS VIGENTES SOBRE GAS INFLEXIBLE

Definición de la barrera	Implicancia y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>Cuando el volumen de GNL supera el consumo real y no hay espacio de almacenamiento en los estanques de las empresas proveedoras para la carga del siguiente barco de GNL, se produce una condición de "gas inflexible".</p> <p>La actual Norma Técnica establece un criterio de "mejores esfuerzos" para que el propietario del gas encuentre alternativas al uso de su gas cuando éste no puede utilizarse en la operación normal programada por el Coordinador. Pero no existe regulación que apunte a reducir el gas inflexible, por lo que se ha vuelto una práctica cada vez más común que entrega una señal distorsionada del costo marginal en el mercado eléctrico mayorista</p>	<p>La actual norma permite la alteración de la orden de despacho, privilegiando la operación de las unidades a las cuales está destinado el gas.</p> <p>Como consecuencia, se producen dos efectos sobre el sistema eléctrico:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Genera un desplazamiento del orden de mérito económico, llegando en muchas ocasiones al vertimiento de generación renovable, y 2. Genera una disminución del costo marginal de energía, el cual puede llegar a cero. 	<p>Se propone eliminar la actual Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Re-gasificado.</p> <p>Promover un mercado de gas natural flexible, incorporando transferencias firmes y de oportunidad con otros países de la región, permitiendo determinar el costo de oportunidad o alternativo del gas en forma similar a como se obtiene el valor del agua en centrales hidroeléctricas de embalse.</p>

6 - FIJACIÓN, DECLARACIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LA OPERACIÓN REAL CON MÍNIMOS TÉCNICOS

Definición de la barrera	Implicancia y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>En sistemas con alta penetración de generación renovable, especialmente solar fotovoltaica, las unidades térmicas en operación deben bajar su generación para permitir la entrada de dicha generación renovable que no tiene costo variable de operación. Así las centrales térmicas deben llegar a su mínimo técnico, bajo el cual pueden operar de manera segura, estableciendo una suerte de piso de generación que no puede ser reemplazado por generación renovable que se encuentre disponible.</p> <p>Mantener mínimos técnicos altos se transforma en una importante barrera a la mayor penetración de energía renovable.</p>	<p>Al mantener las centrales termoeléctricas mínimos técnicos altos, la generación fósil copa el sistema eléctrico con generación que no sería despachada por el simple orden de mérito de sus costos.</p> <p>Se incrementa el vertimiento de energía renovable limpia y de menor costo.</p> <p>Por tanto, es fundamental continuar reduciendo el mínimo técnico de aquellas unidades cuyo rango operacional es aún alto, cuestión técnica que debe ser sancionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).</p>	<p>Se debe instruir CEN para que busque las mejoras técnicas probadas para disminuir los mínimos técnicos de las unidades termoeléctricas, aumentando la flexibilidad, reduciendo costos y permitiendo una mayor penetración de las ERNC.</p> <p>El CEN debe establecer un cronograma para la reducción de los Mínimos técnicos.</p> <p>La regulación asociada al cumplimiento de mínimos técnicos debe establecer multas y sanciones.</p>

7 - LIMITACIONES Y FALTA DE ADECUACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>La regulación de los recursos técnicos que permiten la operación segura y económica del sistema eléctrico, como el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio (que son licitados por el Coordinador) no ha avanzado, ni contiene las definiciones que requiere el mercado para desarrollar proyectos con nuevos actores y tecnologías que permitan brindar los mismos servicios de una manera más rápida y distribuidos a lo largo de toda la red del Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>Una alta penetración de ERNC requiere una alta flexibilidad que permita manejar adecuadamente aumentos y descensos importantes en la generación, manteniendo la seguridad y calidad del suministro eléctrico.</p> <p>Pero en el país aún no se define la forma en que se remunerarán servicios como el almacenamiento entre otros, y si éstos formarán parte del sistema de transmisión o del segmento de generación.</p> <p>La indefinición sobre esta regulación puede ralentizar el desarrollo e inserción masiva de proyectos de generación renovable al no incorporar de manera temprana características técnicas necesarias para un mejor desempeño del sistema eléctrico como un todo.</p>	<p>En la regulación de Servicios Complementarios se debe acelerar la incorporación de condiciones que permitan integrar aspectos asociados a un sistema eléctrico que opera mayoritariamente con energías renovables.</p> <p>Se debe adecuar la regulación eléctrica para el reconocimiento del aporte de los distintos tipos de Servicios Complementarios que provee cada una de las tecnologías.</p> <p>Se debe establecer una forma clara de remunerar estos servicios, no solo a la generación centralizada sino también a la generación distribuida.</p>

8 - CONDICIONES LIMITADAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y NET BILLING		
Definición de la barrera	Implicancias y consecuencias	Corrección de la barrera
<p>La Generación Distribuida o Net Billing, establecida en la Ley 20.571, entrega el derecho a los usuarios residenciales, comerciales y pequeños industriales a vender sus excedentes directamente a la distribuidora a un precio regulado. Sin embargo, su desarrollo ha sido paupérrimo existiendo al año 2021, una capacidad instalada de solo 70MW de generación distribuida a nivel residencial/comercial, con un poco más de 6.400 instalaciones.</p> <p>Hoy existen tres barreras principales el desarrollo de esta generación.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La diferencia entre el precio de compra y de "venta" de energía: se compra a un precio alto pero la inyección se reconoce a un precio menor; 2. Los eventuales excedentes sólo pueden ser utilizados por la misma persona en otros inmuebles abastecidos por la misma empresa distribuidora; 3. El límite máximo permitido es de sólo 300 kW de capacidad instalada. 	<p>Las consecuencias de la diferencia de precio y la limitación de la capacidad instalada se traducen en que la generación distribuida residencial / comercial / pyme sea poco atractiva y se perciba como una inversión poco rentable y con un periodo de retorno de la inversión muy largo.</p> <p>Por ello, la respuesta de la sociedad ante esta regulación ha sido de poco interés en desarrollar estas fuentes de generación, como se acredita en los "Reportes Mensuales ERNC", de la Comisión Nacional de Energía.</p>	<p>El país requiere una regulación para la generación distribuida que sea una alternativa real a la generación centralizada, compitiendo en igualdad de condiciones de mercado, eliminando las actuales restricciones de tamaño y condiciones de comercialización que hoy hacen que la generación distribuida opere como un subsidio a la generación centralizada.</p> <p>Para ello se requiere inicialmente una reforma a la Ley 20.571 con el fin de adecuar las normas técnicas, económicas y tarifarias que regulan este mercado para que se impulse su desarrollo en forma eficiente y se logre una expansión socialmente óptima.</p>

PROPUESTAS PARA CORREGIR LAS BARRERAS Y DISTORSIONES QUE AFECTAN EL DESARROLLO DE LAS ERNC

El sector eléctrico en Chile ha experimentado rápidas reducciones de costos en generación debido a la irrupción de las ERNC en el mercado, en forma competitiva y eficiente. Sin embargo, para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones a los niveles incluidos en la contribución Nacionalmente Determinada (NDC) que Chile ha comprometido internacionalmente y para que las rebajas en los costos de generación sean realmente traspasadas al consumidor, se requerirá de mayor celeridad en la inserción de tecnologías de generación renovables.

Del análisis efectuado, se concluye que el actual diseño y operación del mercado no permite que todo el potencial de las energías renovables se incorpore efectivamente al segmento de generación y adicionalmente algunas regulaciones van en contra del objetivo de reducción de emisiones; lo que debiera a estas alturas, ser corregido para ordenar las decisiones de política pública y de inversión privada en línea con la transición energética.

Es crucial que Chile tome un rumbo claro, orientándose hacia nuevas políticas y leyes que habiliten al mercado eléctrico con aptitudes robustas para enfrentar los desafíos de la transición energética eficiente, que permita consolidar a las energías renovables y limpias como las principales fuentes de generación en los próximos años.

Por un lado, es urgente que las instituciones del Estado, como el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional y todos los actores del mercado eléctrico incluyan el cambio climático en su visión, planificación y regulación; para lograr que tanto la mitigación como la adaptación sean ejes rectores del desarrollo de la política energética.

Por otro lado, la estructura del mercado eléctrico no promueve la libre competencia ni el libre acceso. Los privados se enfocan en mantener la concentración del sector amparada por una regulación que la promueve. Para una sana competencia, con independencia del tamaño de la inversión y del segmento en que se participe, el Estado debe garantizar acceso a información oportuna y de calidad, transparencia en las decisiones, resolver las distorsiones de costos y los subsidios perversos y asegurar la igualdad de condiciones para todos los agentes que desean participar en el mercado.

A continuación, se presenta el resumen de las propuestas específicas para eliminar, corregir o mitigar las barreras y distorsiones identificadas en el estudio; destacando las instituciones públicas que debiesen liderar e impulsar las correcciones normativas y las acciones para implementar dichas políticas públicas.

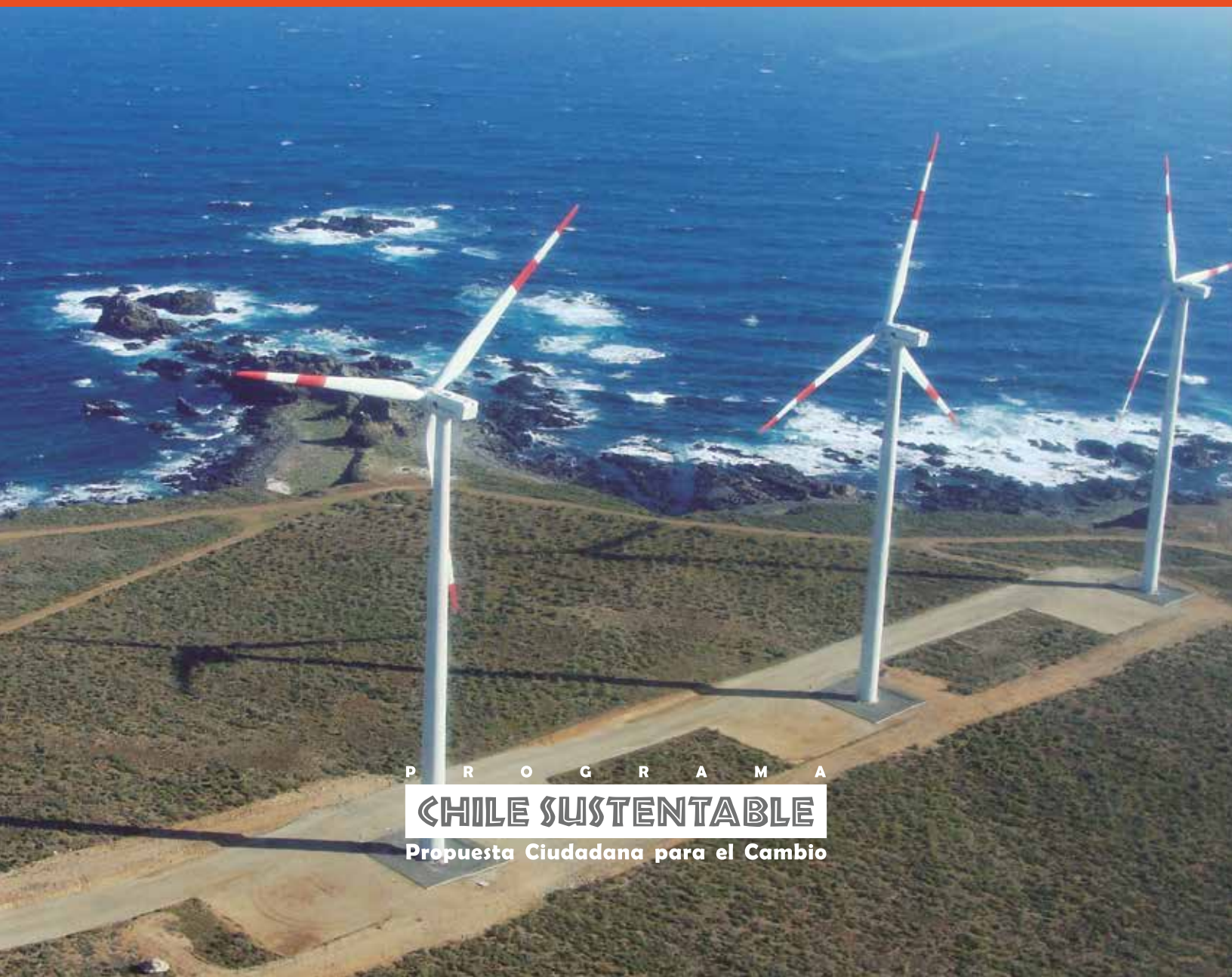
BARRERA / DISTORSIÓN	RESPONSABLE LÍDER DE LA MODIFICACIÓN	REQUERIMIENTO NORMATIVO O REGULATORIO	RECOMENDACIÓN FINAL
Obstáculo para la libre competencia y tendencias de concentración del mercado	Ministerio de Energía Coordinador Eléctrico	Iniciativa de modificación a la Ley 20.936, que fortalezca las atribuciones del Coordinador Eléctrico	Fortalecimiento de las competencias, atribuciones y recursos del Coordinador Eléctrico para el monitoreo de la competencia del mercado eléctrico, permitiendo la adecuada independencia de la Unidad de Monitoreo de la Competencia, sin necesidad de ser confirmada por el Concejo Directivo del Coordinador, y estableciendo su obligación de denunciar ante la Fiscalía Nacional Económica la presunción de cualquier práctica atentatoria contra la libre competencia.
Ausencia de un Plan de Retiro programado completo de unidades térmicas	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía	Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP)	Incorporar el plan de retiro de unidades térmicas como parte del PELP, considerando todos los costos directos e indirectos que implica la permanencia y el retiro de estas unidades, de forma de establecer un plan óptimo de retiro de unidades térmicas. Esto entrega las señales adecuadas a los inversionistas para desarrollar de proyectos de generación, transmisión, acumulación y otros, necesarios para cumplir el plan de retiro.
Distorsión introducida con la regulación de Estado de Reserva Estratégica	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía	Reglamento específico para remunerar la Reserva Estratégica (Eliminar esta remuneración del Reglamento de Transferencias de Potencia)	El Coordinador debe determinar mediante un estudio técnico auditable y de público conocimiento, si alguna de las unidades que se retira del sistema debe permanecer como parte de la Reserva Estratégica o de ser necesario retardar su salida de operación. El pago por permanecer en el estado ERE debe cubrir los costos que implica mantener dicha unidad disponible para el despacho, más una rentabilidad determinada. Si la unidad no ha cumplido su vida útil, se deberá incorporar un pago que remunera la anualidad de la inversión, mientras permanezca dentro de la reserva.
Distorsiones en el diseño, valor y forma de aplicación del impuesto verde	Ministerio de Medio Ambiente Ministerio de Energía Ministerio de Economía Ministerio de Hacienda	Reforma Tributaria	<p>(1) Aumentar gradualmente el valor del impuesto verde desde los actuales 5 USD/ton CO₂ a un gravamen que incorpore el costo ambiental real o al menos su costo de abatimiento. Se propone alinearlos en 32 dólares al año 2030; lo cual implicaría incrementar el impuesto verde en 3 dólares cada año, entre 2022 y 2030.</p> <p>(2) Incorporar el impuesto verde al costo variable de operación en las unidades térmicas para que constituya un factor que permita ordenar el despacho económico de generación.</p> <p>(3) Alinear el impuesto al Principio de "quien contamina, paga". Asignando el monto recaudado por el impuesto a fines específicos como el financiamiento de los Planes de Descontaminación, financiamiento de medidas de mitigación, reparación y compensación a la población de las zonas más afectadas (planes de tratamiento y monitoreo de salud y remediación de pasivos ambientales). El mecanismo idóneo, es que el impuesto recaudado de una empresa emisora vaya en beneficio de aquellas zonas saturadas o en latencia donde se encuentran localizadas las industrias.</p> <p>Esta destinación específica de recursos para acciones de compensación y remediación de impactos en las zonas afectadas debe establecerse mediante Reforma Tributaria.</p>

BARRERA / DISTORSIÓN	RESPONSABLE LÍDER DE LA MODIFICACIÓN	REQUERIMIENTO NORMATIVO O REGULATORIO	RECOMENDACIÓN FINAL
<p>Distorsiones y criterios desactualizados en la Planificación y Tarificación de la transmisión</p>	<p>Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía</p>	<p>-Rediseño de los criterios de los planes de expansión de la transmisión, publicados en el Decreto Exento N°198 de 2019, del Ministerio de Energía. -Reformulación en la actual discusión del reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (DS 62) -Otras modificaciones a la LGSE</p>	<p>(1) Implementación de una solución para la generación distribuida, tanto a nivel de net billing (hogares, comercios e industria) como PMGDs, considerando principios de equidad económica -con el mercado mayorista- para el ingreso al mercado de la generación y la comercialización de excedentes y déficits de energía, potencia y otros servicios, de forma de reducir la necesidad de expansión en generación, transmisión y distribución. Con el principio de equidad se logra que el desarrollo del mercado eléctrico en su conjunto sea socialmente óptimo.</p> <p>(2) Aumento de la eficiencia del uso del sistema de transmisión, sin necesidad de generar nuevas expansiones, mediante la instalación de almacenamiento y sistemas de control.</p> <p>(3) En el plano regulatorio, definir la remuneración y reconocimiento de aporte a la potencia de suficiencia que se le debe pagar al almacenamiento y sistemas de control que se implementen, con independencia de si el sistema de almacenamiento se encuentra al interior de una instalación de generación o está integrado al sistema de transmisión o distribución.</p> <p>(4) Incorporar explícitamente en los objetivos del PELP y del Coordinador Eléctrico Nacional realizar una planificación y operación sustentable, garantizando que sus decisiones de despacho minimicen el aporte de emisiones de contaminantes del sistema eléctrico.</p>
<p>Distorsión en el Mercado del Gas y GNL y las distorsiones en la aplicación de normas técnicas vigentes sobre gas inflexible</p>	<p>Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía</p>	<p>Reforma a la Norma Técnica de Programación y Operación de Unidades a GNL</p>	<p>(1) Eliminación de la actual Norma Técnica.</p> <p>(2) Promover un mercado de gas natural flexible incorporando transferencias firmes y de oportunidad con otros países de la región, permitiendo determinar el costo de oportunidad o alternativo del gas en forma similar a como se obtiene el valor del agua en centrales hidroeléctricas de embalse.</p> <p>Si bien la existencia de contratos “take or pay” introduce un nivel de inflexibilidad al mercado como consecuencia de una reducción en su costo de adquisición, (un contrato take or pay se puede asimilar a una crecida de caudales para la generación hidroeléctricas), esta inflexibilidad del gas no debe impedir la operación óptima del sistema.</p> <p>(3) El gas disponible en el sistema, tanto en términos de oportunidad como de localización, deben ser incorporados al proceso de optimización de la planificación de la operación (corto, mediano y largo plazo), obteniéndose como resultado el volumen esperado de utilización. La variabilidad tanto de la demanda como de la oferta de generación podrían producir excedentes o déficit de gas. Por lo tanto, se debe establecer formalmente un mercado para el gas firme y de oportunidad o interrumpible que incorpore tanto a agentes nacionales como internacionales capaces de absorber de manera económicamente eficiente estos desbalances, minimizando los efectos de la variabilidad de la demanda y de la oferta de generación, incluyendo la inflexibilidad de los contratos take or pay del gas.</p> <p>Con esta modificación, el gas actuará como un complemento natural a la variabilidad asociada a las energías renovables en forma instantánea y permitiendo a éstas ofertar energía firme, por ejemplo, mediante contratos bilaterales de respaldo de gas.</p>

BARRERA / DISTORSIÓN	RESPONSABLE LÍDER DE LA MODIFICACIÓN	REQUERIMIENTO NORMATIVO O REGULATORIO	RECOMENDACIÓN FINAL
Falta de regulación para la disminución de los mínimos técnicos y para mejorar la generación y verificación de la información, la declaración y la fiscalización de la operación real con mínimos técnicos.	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía	Revisión y modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	<p>(1) Instruir al Coordinador para que busque las mejores técnicas probadas internacionalmente por organismos de reconocido prestigio, para disminuir los mínimos técnicos de las unidades generadoras, aumentando con esto la flexibilidad requerida por el sistema eléctrico. De esta manera habrá una reducción de costos de operación, al permitir una mayor penetración de energías de menor costo.</p> <p>(2) El Coordinador deberá establecer un cronograma para la reducción de estos mínimos técnicos incorporando en ellos la realización de pruebas y verificación de los nuevos valores establecidos como objetivos.</p> <p>La regulación debe establecer multas y sanciones para aquellas empresas cuyas unidades generadoras no cumplan con los requisitos establecidos.</p>
Atraso en la modernización y rediseño de los Servicios complementarios para fortalecer ingreso de las energías limpias al Sistema Eléctrico y corregir la asignación de potencia de suficiencia	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía	Reformulación de Homologación de Procedimientos. Servicio Complementario y de criterios de organización del mercado de SSSC del Coordinador Eléctrico	<p>(1) Adecuar la regulación de forma de reconocer el aporte a los distintos tipos de servicios complementarios de cada una de las tecnologías de generación, almacenamiento, transporte, independiente de su tamaño y ubicación o su condición de ser centralizada o distribuida.</p> <p>(2) Se debe establecer la forma de remunerar estos servicios no solo a la generación centralizada sino también a la generación distribuida, por ejemplo, mediante la incorporación de medidores inteligentes, normas de fabricación de los cargadores de vehículos para que aporten a la regulación de frecuencia del sistema eléctrico, masificación del AGC para aumentar la seguridad de abastecimiento incorporando los PMGD a estos servicios, de forma de realizar una operación de mínimo costo de inversión y operación.</p> <p>(3) Se debe incorporar en esta reglamentación no solo las condiciones actuales del sistema sino también incorporar aspectos asociados a un sistema que opera mayoritariamente con energía renovable.</p>
Barreras para la masificación de la Generación Distribuida	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía	Reforma legal a la Distribución Normativa de construcción	<p>(1) Desarrollo de una regulación para la generación distribuida que sea una alternativa a la generación centralizada, compitiendo en igualdad de condiciones de mercado, eliminando las actuales restricciones de tamaño y condiciones de comercialización que hoy hacen que la generación distribuida opere como un subsidio a la generación centralizada. Establecer normas técnicas, económicas y tarifarias que regulen este mercado en forma eficiente para lograr una expansión socialmente óptima.</p> <p>(2) Incorporación de nuevos modelos de negocio en la normativa asociada a las Empresas de Distribución, que eliminen las actuales barreras al desarrollo masivo de generación distribuida, tanto a nivel residencial como industrial, en forma eficiente tanto técnico como económica.</p>
Ausencia de un Mercado de ofertas	Ministerio de Energía	Reforma a la LGSE	<p>La masificación de energías renovables, que no tienen costos variables de operación, hace que el modelo de tarificación del mercado spot, basado en costos auditados asociados a generación térmica, pierda sentido económico.</p> <p>Por lo anterior, se debe establecer una regulación que cambie a un mercado basado en ofertas, en forma similar a como operan muchos mercados en la región como en otros continentes.</p>

PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL INGRESO MASIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES A LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE:

ANÁLISIS DE BARRERAS Y PROPUESTAS REGULATORIAS PARA
DIFUSIÓN A TOMADORES DE DECISIÓN Y OPINIÓN PÚBLICA



P R O G R A M A

CHILE SUSTENTABLE

Propuesta Ciudadana para el Cambio