



## Desarrollo de la ERNC en Chile: Desafíos técnicos, regulatorios e institucionales

### **CARLOS SILVA**

Ingeniero industrial, mención electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile. PhD en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Minnesota. Académico de la Universidad Adolfo Ibáñez

### **MARCELO VILLENA**

Ingeniero industrial, Universidad de la Frontera. PhD en Economía, Universidad de Cambridge. Académico de la Universidad Adolfo Ibáñez



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Resumen ejecutivo.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Diagnóstico.....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Barreras al desarrollo de ERNC .....</b>	<b>14</b>
4.1	Barreras técnicas/tecnológicas.....	14
4.2	Barreras económicas/financieras/tributarias .....	16
4.3	Barreras regulatoria/institucionales .....	17
4.4	Dificultad para establecer servidumbre eléctrica para el paso de líneas de transmisión. ....	17
4.5	Barreras sociales/culturales: .....	24
<b>5</b>	<b>Medidas de mitigación de barreras .....</b>	<b>25</b>
5.1	Mejoras en las plataformas de información pública .....	25
5.2	Modernización del mercado de la generación .....	27
5.3	Modernización del segmento regulado de la transmisión.....	31
5.4	Modernización de la regulación ambiental y social.....	37
5.5	Desarrollo de capital humano .....	38
<b>6</b>	<b>Conclusiones, recomendaciones de política y trabajos futuros .....</b>	<b>40</b>
<b>7</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>43</b>

# 1 Resumen ejecutivo

En Chile existe un consenso de que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) representan un pilar fundamental para el desarrollo energético, combinando los atributos de seguridad, eficiencia y sustentabilidad, necesarios para configurar una política sectorial coherente de largo plazo. Esta política no es nueva en el mundo, de hecho, la generación de electricidad, calor o biocombustibles a partir de fuentes de energía renovables, se ha convertido en una de las principales prioridades en las políticas energéticas de los países a escala global. En este contexto, algunos países han establecido objetivos muy ambiciosos para estas nuevas opciones de suministro, de manera de satisfacer su demanda energética. Un claro ejemplo lo constituye la Unión Europea, que persigue el compromiso de satisfacer el 20% de la demanda total de energía procedente de fuentes renovables para el año 2020. Una meta similar ha sido impulsada en Chile por iniciativa parlamentaria en la forma del proyecto 20/20 o 20/25 (20% de renovables no convencionales al 2020 o 2025, respectivamente).

Desde la perspectiva teórica, las energías renovables podrían contribuir a satisfacer más de 300 mil veces la demanda actual de energía primaria a escala mundial. Así, aun teniendo en cuenta las presentes limitaciones técnicas, el potencial de las ERNC sigue siendo 16 veces superior a las necesidades actuales. Por su lado, Chile cuenta con importantes recursos energéticos renovables no explotados, cubriendo distintos tipos de ERNC como son energía solar en el norte y centro, energía eólica en su extensa costa, pequeña hidroelectricidad en el centro y sur, además de un importante potencial geotérmico y de biomasa en las zonas sur y central del país.

Otro aspecto de interés en el análisis de la factibilidad de proyectos ERNC es el precio al cual se comercializa la energía que producen. En Chile el precio de la energía es de los más altos de la región, con promedios a niveles consistentemente iguales o superiores a los 100 US\$/MWh<sup>1</sup>, causados principalmente por el retraso que ha tenido el desarrollo de grandes proyectos convencionales en el último tiempo, detenidos por procesos judiciales o por problemas de transmisión o con las comunidades afectadas. Esto redundaría en mejores condiciones comerciales para las ERNC que en otras partes del mundo. Este escenario favorable, sumado a una disminución sostenida de los costos asociados a las inversiones requeridas por las tecnologías de las ERNC, hace que la competitividad de las ERNC parece ser una tendencia presente y futura a nivel de todos los mercados energéticos en Chile y en el mundo.

Dado los puntos anteriores cabe preguntarse entonces, ¿Por qué el desarrollo de las ERNC en el país es todavía tan incipiente y parece no despegar con la fuerza requerida para lograr sus ambiciosos objetivos? La respuesta no es sencilla, y no

---

<sup>1</sup> Comisión Nacional de Energía - <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>

puede ser resumida en un solo esfuerzo de política pública, sino que involucra un variado conjunto de problemas, que requieren revisar los supuestos mismos de la institucionalidad y política regulatoria chilena, las cuales fueron pensadas e implementadas en un mundo donde el Estado y los mercados energéticos sólo debían preocuparse de satisfacer la demanda al menor costo posible.

En este contexto, el objetivo del presente estudio es caracterizar y evaluar las principales barreras al establecimiento de ERNC en Chile y proponer medidas de mitigación y corrección que consideren adecuadamente los atributos de las diferentes tecnologías. Estas medidas de mitigación se plantean en la forma de distintas modificaciones a la regulación actual en diversas áreas del Estado, algunas vinculadas a las energías renovables directamente, y otras de manera más indirecta, pero planteando un camino distinto al establecimiento de subsidios. De esta forma se difiere de la estrategia más comúnmente usada en el mundo, y que también propone el proyecto de ley 20/25, que propone el impulso de las ERNC a través de incentivos a dichas tecnologías y penalidades a las energías fósiles. En la presente investigación se profundiza también en las propuestas de solución, a la luz de lo hecho en los últimos años en el mundo, y priorizando la política pública en esta importante área del sector energético nacional.

En la tabla 1 se muestran las barreras identificadas, su impacto asociado, y las medidas propuestas para mitigar su efecto en el sector.

En particular, el estudio identifica como principales causas de la poca penetración de las ERNC en el país la falta de regulación para permitir el acceso libre a los sistemas de transmisión, pilar fundamental de los mercados competitivos, pero que en Chile no está normado. Un segundo grupo de barreras dice relación con el involucramiento de las comunidades y la ciudadanía en el desarrollo de los proyectos de infraestructura energética. Este punto se relaciona con niveles tardíos y deficientes de participación ciudadana a nivel local y nacional, y medidas de compensación arbitrarias, que no se hacen cargo de las expectativas de las empresas, ni de las comunidades

**Tabla 1: Barreras y sus medidas de mitigación asociadas**

Barrera	Impacto	Medidas de mitigación
<b>Ausencia de requerimientos técnicos para las ERNC</b>	Bajo	Establecimiento de reglamentación técnica a las ERNC
<b>Necesidad de información pública sobre localización y dimensionamiento de fuentes de ERNC</b>	Bajo	Mejorar información sobre fuentes ERNC
<b>Dificultad de proyectos ERNC para obtener financiamiento</b>	Bajo	Mejorar niveles de información sobre desarrollo y alternativas energéticas
<b>Dificultad para estructurar contratos de ventas de energía</b>	Medio	Establecer la figura del comercializador y flexibilización de licitaciones de distribución
<b>Necesidades de capital humano especializado para el desarrollo y aplicación de ERNC</b>	Bajo	Diagnóstico, propuesta e implementación de una estrategia de capital humano para un desarrollo energético sustentable Impulso de demanda de técnicos y profesionales orientados a un desarrollo energético sustentable
<b>Dificultad para establecer servidumbre eléctrica para el paso de líneas de transmisión</b>	Alto	Expeditar el proceso de obtención de concesiones eléctrica para el paso de líneas de transmisión
<b>Dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos</b>	Alto	Mejorar niveles de información en la ciudadanía Impuesto a las emisiones Regulación de la propiedad de derechos de agua
<b>Dificultad de coordinación para proyectos ERNC para acceder a una solución común en transmisión</b>	Alto	Implementación una solución de transmisión común para proyectos ERNC
<b>Dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto</b>	Alto	Establecer centros de despacho independientes Regular el acceso abierto a las redes de transmisión Fortalecer la planificación de la transmisión pública Fortalecer la planificación y tarificación de la subtransmisión y distribución
<b>Ausencia de un mecanismo de mercado para la capacidad de regulación y para la retribución por potencia a ERNC</b>	Bajo	Establecer un mecanismo de mercado para la regulación Reformulación del pago por potencia
<b>Los consumidores no pueden discriminar entre energía convencional y energías de tecnologías ERNC</b>	Medio	Establecer la figura del comercializador y flexibilización de licitaciones de distribución
<b>Dificultad de los consumidores para distinguir las externalidades generadas por las distintas tecnologías para producir electricidad</b>	Medio	Mejorar niveles de información en la ciudadanía

Fuente: Elaboración propia

## 2 Introducción

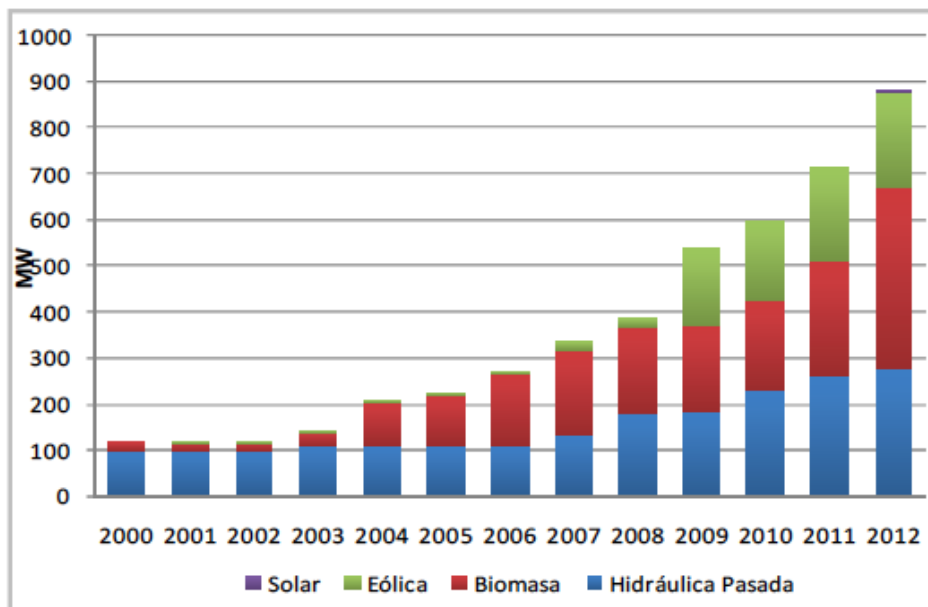
Actualmente, parece existir cierto consenso en el país que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) representan un pilar fundamental para el desarrollo energético, combinando los atributos de seguridad, eficiencia y sustentabilidad, necesarios para configurar una política sectorial coherente de largo plazo. Esta política no es nueva en el mundo, de hecho, la generación de electricidad, calor o biocombustibles a partir de fuentes de energía renovables, se ha convertido en una de las principales prioridades en las políticas energéticas de los países a escala global. Esta priorización se demuestra a través de la revisión de las cifras de inversiones globales en energías y combustibles renovables que se incrementaron en 17% el año 2011, alcanzando un nuevo record de US\$ 257 miles de millones en el año 2011. Esta cifra fue 6 veces mayor a la del año 2004 y 94% mayor a la del año 2007, el año anterior a la crisis financiera mundial, ver UNEP (2012).

En este contexto, algunos países han establecido objetivos muy ambiciosos para estas nuevas opciones de suministro, de manera de satisfacer su demanda energética. Un claro ejemplo lo constituye la Unión Europea, que persigue el compromiso de satisfacer el 20% de la demanda total de energía procedente de fuentes renovables para el año 2020. Una meta similar ha sido impulsada en Chile por iniciativa parlamentaria, pero partiendo de un estado actual más desventajoso (con un 5% de participación de ERNC con respecto al consumo total de energía, comparado con el 12% de la Unión Europea<sup>2</sup>). Es importante señalar que desde la entrada en vigencia de la Ley 20.257, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos (LGSE) respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes ERNC, Chile ha pasado de una capacidad instalada en ERNC de 600 MW en 2010 a casi 900 MW en 2012, con un incremento de cerca del 50% en solo dos años, tal como se aprecia en la siguiente figura.

---

<sup>2</sup> Ver INE y Eurostat respectivamente.

**Figura 1: Evolución Capacidad Instalada (MW)**



Fuente: Centro de Energía Renovable, Marzo 2013 (Centro de Energías Renovables (2013))

Desde la perspectiva teórica, las energías renovables podrían contribuir a satisfacer más de 300 mil veces la demanda actual de energía primaria a escala mundial. Así, aun teniendo en cuenta las presentes limitaciones técnicas, el potencial de las ERNC sigue siendo 16 veces superior a las necesidades actuales, ver Resch et al. (2008). Por su lado, Chile cuenta con importantes recursos energéticos renovables no explotados, cubriendo distintos tipos de ERNC como son energía solar en el norte y centro, energía eólica en su extensa costa, hidroelectricidad en el sur, además de potencial geotérmico y de biomasa en las zonas sur y central del país.

Otro aspecto de interés en el análisis de la factibilidad de proyectos ERNC es el precio al cual se comercializa la energía que producen. En Chile el precio de la energía es de los más altos de la región, con niveles consistentemente iguales o superiores a los 100 US\$/MWh<sup>3</sup>, causados principalmente por el retraso que ha tenido el desarrollo de grandes proyectos convencionales en el último tiempo, detenidos por procesos judiciales o por problemas de transmisión. Esto redundaría en mejores condiciones comerciales para las ERNC que en otras partes del mundo. Este escenario, sumado a una disminución sostenida de las inversiones requeridas por las tecnologías de las

<sup>3</sup> Comisión Nacional de Energía - <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>



ERNC, hace que la competitividad de las ERNC parece ser una tendencia presente y futura a nivel de todos los mercados energéticos en Chile.

Dado los puntos anteriores cabe preguntarse entonces, ¿Por qué el desarrollo de las ERNC en el país es todavía tan incipiente y parece no despegar con la fuerza requerida para lograr sus ambiciosos objetivos? La respuesta no es sencilla, y no puede ser resumida en un solo esfuerzo de política pública, sino que involucra un variado y multidisciplinario conjunto de problemas (ver por ejemplo Painuly, 2001), que requieren revisar los supuestos mismos de la institucionalidad y política regulatoria chilena, las cuales fueron pensadas e implementadas en un mundo donde el Estado y los mercados energéticos sólo debían preocuparse de satisfacer la demanda de manera costo efectiva.

En este contexto, el objetivo del presente estudio es caracterizar y evaluar las principales barreras al establecimiento de ERNC en Chile y proponer medidas de mitigación y corrección que consideren adecuadamente los atributos de las diferentes tecnologías. Estas medidas de mitigación se plantean en la forma de distintas modificaciones a la regulación actual en diversas áreas del Estado, algunas vinculadas a las energías renovables directamente, y otras de manera más indirecta. El trabajo se basa en un análisis de la situación actual del sistema chileno, sumado a la experiencia comparada de la forma en que se abordan estas barreras en otros países, junto con las lecciones se han obtenido en dichas experiencias. A nivel internacional, existe una variada gama de estudios sobre las barreras económicas y no económicas que afectan la penetración de las ERNC en los distintos países y regiones del mundo, ver por ejemplo: Beck and Martinot (2004), IDB (2010), Stangeland (2007) y Margolis and Zuboy (2006). Sin embargo, para el caso chileno, este tipo de estudio ha sido más bien limitado.

Así, la presente investigación profundiza en los desafíos técnicos, económicos, regulatorios, institucionales y sociales de las ERNC; arriesgándose con propuestas de solución, a la luz de lo hecho en los últimos años en el mundo, y priorizando la política pública en esta importante área del sector energético nacional.

En particular, se puede anticipar como una de las principales causas en la poca penetración de las ERNC en el país los elevados costos de transacción necesarios para implementar las inversiones, y no necesariamente la rentabilidad teórica de cada inversión. Así, los importantes riesgos técnicos, regulatorios y políticos que enfrentan

los inversionistas de ERNC en Chile, no pueden ser analizados desde la perspectiva económica tradicional basada en la rentabilidad de la inversión, requiriéndose ampliar el ámbito de análisis a componentes institucionales que garanticen los incentivos dinámicos adecuados a los inversionistas. En términos económicos, los costos de transacción son los costos incurridos en la realización de un intercambio económico (es decir, el costo de participar en un mercado), estos se pueden dividir en tres grandes categorías: i) costos de buscar información, ii) los costos de negociación, iii) los costos de verificación y de aplicación. Según Williamson (1985, 1996) y North (1990), los factores determinantes de estos costos de transacción son la frecuencia, la especificidad, la incertidumbre, la racionalidad limitada y el comportamiento oportunista. De esta forma, la elección de una estructura institucional (de gobierno) que dé forma a las transacciones entre las diferentes partes involucradas en el problema energético, debería estar en el foco del problema, que es precisamente lo que señala la teoría económica de los costos de transacción (ver por ejemplo Milgrom and Roberts, 1992).

Como se verá en el trabajo, los principales costos de transacción para las ERNC en Chile se presentan como barreras técnicas, económicas, regulatorias, institucionales y sociales, las cuales deben ser tratadas con premura si se quieren percibir resultados positivos en el corto y mediano plazo. Específicamente, en el caso chileno, los costos de transacción para el caso de las ERNC pueden dividirse en a lo menos cuatro: i) los costos de investigación e información, incurridos por ejemplo en analizar la disponibilidades del recurso en la geografía del país, ii) los costos de tomar la decisión de qué tecnología ERNC implementar, o cuál equipo específico, o su tamaño, al existir no una sino muchas opciones de ERNC que se pueden implementar, iii) los costos de conseguir financiamiento, iv) los costos de implementación de las medidas, que involucran todos los costos necesarios para asegurar que las ERNC sean implementadas, tales como el estudios de impacto ambiental y los costos de transmisión, entre otros.

El trabajo se estructura de la siguiente manera: primero se discute un diagnóstico de las ERNC en Chile para posteriormente, presentar las principales barreras al desarrollo de estas energías en el país. Luego, se desarrollan medidas de mitigación para cada una de las barreras presentadas. Finalmente, se presentan las principales conclusiones del trabajo.

### 3 Diagnóstico

Actualmente, en el sistema eléctrico chileno existe una cantidad importante de proyectos de ERNC, sin embargo, de estos proyectos muy pocos se concretan en centrales de generación. En la siguiente tabla se muestran los proyectos y centrales de ERNC a comienzos del 2013, incluyendo MW en operación, en construcción y los proyectos con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada, por tecnología.

**Tabla 2: Catastro de proyectos ERNC por tecnología**

Tecnología	Operación MW	Construcción MW	RCA Aprobada sin construir MW	Costo Nivelado de Energía [US\$/MWh]
Pequeña Hidro	278	114	228	30 - 169
Eólica Terrestre	205	97	3250	51 - 259
Biomasa	394	58	86	35 - 179
Solar Fotovoltaica	4	1	3107	156 - 255
Geotermia	0	0	50	56 - 101
Total	881	270	6721	

Fuente: Centro de Energía Renovable, Marzo 2013 (Centro de Energías Renovables (2013))

Un punto a considerar es que, aunque existiesen condiciones económicas favorables para la implementación de ERNC, igualmente no se realizarán todos los proyectos sometidos a evaluación ambiental. Esto se debe a que dicho proceso de calificación ambiental representa sólo uno de los requisitos (costos de transacción) para la realización del proyecto, pero existen también otros requerimientos que pueden retrasar o cancelar un proyecto (por ejemplo, disponibilidad de capital, rentabilidad, conexión eléctrica). En otras palabras, solamente una porción pequeña de los proyectos mostrados en la tabla terminará realizándose en el corto plazo, pero igualmente, esto no invalida la conclusión que el grado de ejecución actual de proyectos es muy bajo.

Cabe entonces plantear la pregunta del porqué se tiene una tasa tan baja de implementación efectiva de proyectos ERNC.

Una primera hipótesis podría plantear una falta de respaldo o convencimiento de los propios desarrolladores, pero el hecho de postular a calificación ambiental, que es un proceso largo (6 meses a 1 año) y con un costo asociado (del orden de unos 50 a 200

mil dólares, dependiendo del tamaño del proyecto), implica una voluntad de avanzar con los proyectos, que desestimaría la hipótesis planteada.

Adicionalmente, analizando la última columna de la tabla, se puede apreciar que el problema no parece ser uno de rentabilidad económica. En particular, con precios que bordean los 100 US\$/MWh, las pequeñas hidráulicas y la biomasa han sido rentables por años, y por otro lado, las tecnologías de geotermia y eólica serían rentables con los actuales precios del sistema. La tecnología solar fotovoltaica habría mostrado costos aún más bajos que los considerados por la referencia, llegando a precios que bordean los 90 US\$/MWh, haciéndola también económicamente competitiva.

Sin embargo, se observa que los proyectos no muestran un avance importante: de 3.107 MW en energía solar, solamente estén en construcción 1,3 MW y de 3.250 MW en energía eólica se alcance solamente a 97 MW en construcción.

Es razonable concluir que si los proyectos han sido identificados, su RCA ha sido aprobada, y son rentables, existirían otras barreras que impiden su ejecución.

Estas barreras se explican por imperfecciones de mercado o sesgos de los mecanismos de regulación y tarificación existentes, los cuales fueron diseñados y perfeccionados en una época distinta, donde el sistema tenía prioridades diferentes de las actuales, y donde el desarrollo de las energías renovable no se veía ni importante a nivel país, ni factible a gran escala. La existencia de estas barreras no solo impide el desarrollo de energías renovables no convencionales en la actualidad, pero también se presentan como la principal amenaza a la diversificación de la matriz y a la disminución efectiva de las emisiones provenientes de la generación de energía en el futuro. Claramente estas barreras pueden ser comprendidas a partir de la teoría económica de costos de transacción.

Es de importancia hacer notar que muchos países enfrentan el tema de barreras, con el establecimiento de políticas de cuotas o subsidios a las ERNC, ver Ringel (2006) por una revisión. La lógica económica establece que toda barrera puede ser superada a través del establecimiento de un subsidio lo suficientemente importante para pagar el costo de transacción y hacer la medida privadamente rentable. Sin embargo, dicha estrategia tiene resultados inciertos, toda vez que no soluciona la causa de las barreras. Particularmente, deben evaluarse los incentivos dinámicos de las medidas, y la desaparición gradual de los subsidios estatales que sólo deben desarrollarse a la luz de

rentabilidades privadas negativas y la existencia de importantes externalidades positivas que los justifiquen.

Por otro lado la estrategia propuesta, basada en mitigación de barreras, requiere mayores niveles de información y un conocimiento más acabado del mercado. Además su implementación requiere voluntad política, más que económica.

Finalmente, ambas estrategias, subsidios y mitigación de barreras, llevarán a un nivel de implementación de ERNC en un plazo dado, que debe a su vez compararse con el objetivo de nivel de desarrollo del país, como por ejemplo, 20% de renovables al 2020 (meta del proyecto 20/20 en Chile), o 20% de energía eólica al 2020 (meta impuesta en EE.UU.). Si llegado al plazo establecido el nivel participación de las ERNC no es satisfactorio, se puede planificar una profundización de la estrategia de mitigación de barreras, con medidas adicionales, o se puede realizar una inyección adicional de recursos para la promoción de ERNC a través de subsidios. De esta forma medidas de mitigación, que son política pública en energía, realimenta el desarrollo efectivo de las energías renovable

## **4 Barreras al desarrollo de ERNC**

Los obstáculos o barreras al desarrollo de ERNC se categorizan según su origen (por ejemplo ver Reiche, (2002)): i) técnicas/tecnológicas; ii) económicas/financieras/tributarias; iii) regulatorias/ institucionales y iv) sociales/culturales.

En esta sección se entrega una lista de las barreras por cada origen y su descripción e impacto en el desarrollo proyectos ERNC. Este impacto es caracterizado como alto para barreras cuya existencia detiene el desarrollo de la gran mayoría de los proyectos ERNC. Un impacto medio define a una barrera que dificulta de manera importante el desarrollo de proyectos ERNC, y un impacto bajo implica la presencia de una barrera que afecta de manera menor el desarrollo de proyectos renovables.

### **4.1 Barreras técnicas/tecnológicas**

#### ***4.1.1 Incertidumbre sobre los requerimientos técnicos para las ERNC***

Los sistemas interconectados son una integración de tecnologías con diferentes características, sin embargo, durante la operación, y en particular frente a perturbaciones en el sistema, se espera que todas las tecnologías existentes actúen coordinadamente para que los efectos de dicha perturbación no se expandan. A modo de ejemplo, es de interés definir el comportamiento de las tecnologías de generación frente a cambios en la frecuencia del sistema. En general, frente a alzas/bajas de frecuencia, es deseable que los medios de generación suban/bajen su niveles de potencia activa (regulación de frecuencia). De la misma manera, frente a alzas/bajas del voltaje, es de interés que los medios de generación bajen/suban su nivel de potencia reactiva. Todo dentro de tiempos que hagan esta contribución efectiva para mitigar los efectos de la perturbación.

En este sentido no existen los requerimientos normativos para tecnologías como la generación solar fotovoltaica, solar de concentración, maroemotriz, undimotriz y muchas otras tecnologías ERNC. Estos requerimientos se documentan en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2010), y su definición es imprescindible para la integración de estas tecnologías a los sistemas convencionales. Esta barrera se presenta en forma de incertidumbre para las tecnologías entrantes, debido a que no es posible realizar una evaluación técnica sin tener dichos requerimientos explícitos ex antes. Adicionalmente, esta barrera también

se presenta como un obstáculo económico debido a que existe una incertidumbre con respecto al costo asociado para cumplir una norma que no se conoce.

**Impacto:** los requerimientos técnicos pueden ser siempre resueltos con equipos adicionales, con un costo menor respecto al proyecto, por lo que se asigna un **bajo** impacto a esta barrera.

#### **4.1.2 Ausencia de información pública sobre localización y dimensionamiento de fuentes de ERNC**

El desarrollo de ERNC requiere contar con importantes niveles de información referente al comportamiento del móvil primario<sup>4</sup> y sus restricciones. La existencia de ciertos niveles de inversión en información, vista como un bien público, disponible a todos y del cual el uso por una persona no substraer del uso por otra, tales como catastros energéticos primarios, tienden a bajar los costos de transacción, acortando los plazos de prospección y de aquí de implementación de las ERNC. Adicionalmente, la mayor parte de las tecnologías ERNC se basan en móviles primarios intermitentes y por lo tanto requieren estudios estadísticos, incluyendo las correlaciones con otras fuentes intermitentes. Estos estudios son fundamentales para determinar las contribuciones de cada fuente energética en el pre despacho de la energía. A modo de ejemplo, Chile cuenta con amplios datos asociados a cursos de agua<sup>5</sup>, pero no así al recurso eólico y solar, donde solamente existen mediciones aisladas y modelos predictivos del recurso, que no son suficientes para darle soporte a las inversiones requeridas por los proyectos de generación. Un tema similar ocurre con los potenciales geotérmicos, donde la prospección ha sido una barrera permanente a los desarrolladores de proyectos.

**Impacto:** la falta de información sobre energéticos primarios atrasa y hace levemente más caro el desarrollo de las ERNC, sin embargo, no lo detiene por completo, de ahí que se califique a esta barrera de **bajo** impacto.

---

<sup>4</sup> El móvil primario refiere al recurso natural que provee la energía a la tecnología ERNC para su conversión a electricidad. Ejemplos de móviles primarios son: el viento, el sol, las mareas, las olas.

<sup>5</sup> Ver por ejemplo: [http://www.observatoriocuenca.cl/copiapo\\_hidricos\\_cantidad\\_detalle.php](http://www.observatoriocuenca.cl/copiapo_hidricos_cantidad_detalle.php).

## 4.2 Barreras económicas/financieras/tributarias

### 4.2.1 *Dificultad de proyectos ERNC para obtener financiamiento*

En general, los mercados financieros locales y extranjeros tienden a mostrar resistencia a tecnologías nuevas como las ERNC debido a la incertidumbre que genera su rendimiento y operación, por la no existencia de un registro histórico de aquello. Esto se percibe en Chile, dado los pocos proyectos de ERNC, distintos a biomasa e hidráulicos, que han sido financiados por la banca local (al momento, ningún proyecto solar). El riesgo e incertidumbre en la potencia producida frecuentemente por las tecnologías, genera problemas también en la evaluación de los proyectos, lo que se traduce en mayores niveles de riesgo financiero, y de aquí mayores tasas de interés. Este es un problema clave de *Project Financing*<sup>6</sup>, que comparten los proyectos de ERNC, y puede ser considerada como una importante barrera financiera.

**Impacto:** la falta de acceso al financiamiento puede mitigarse con mayores niveles de capital propio y garantías, por lo que esta barrera es de impacto **bajo**.

### 4.2.2 *Dificultad para estructurar contratos de ventas de energía*

Las ERNC tienen dificultad estructurando PPA (del inglés, Power Purchase Agreement) debido a su naturaleza intermitente. En general, la banca local tiende a condicionar el financiamiento a la existencia de estos contratos PPA (al momento de esta publicación no se había implementado ningún proyecto fotovoltaico sin contrato firmado). Por otro lado, las bases para licitaciones de suministro, que se definen según los lineamientos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), especifican “Proyecciones de energía y potencia”, donde cada segmento de energía, tiene su respectiva potencia asociada de punta (según la definición del sistema) (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2006). Esto hace que la oferta de plantas renovables no se adapte al perfil de generación, con potencia de punta, dificultando el acceso a contratos de licitación.

**Impacto:** la dificultad para estructurar contratos ha sido obstáculo al desarrollo de proyectos debido a su importancia para obtener financiamiento, sin embargo,

---

<sup>6</sup> Project Financing es la financiación a largo plazo de los proyectos de infraestructura basado en los flujos de efectivo proyectados del proyecto en lugar de los balances de los patrocinadores del proyecto.



incipientemente han habido procesos de licitación de energía ERNC y empresas que van al mercado spot, mostrando que hay caminos alternativos a los contratos convencionales, de ahí que se le asigna un impacto **medio** a esta barrera.

#### **4.2.3 *Necesidades de capital humano especializado para el desarrollo y aplicación de ERNC***

En el ámbito de las ERNC se requiere desarrollar recursos humanos especializados tanto para la gestión, operación y mantenimiento de estas tecnologías como para la innovación y adaptación a condiciones locales. Inicialmente la inexistencia de este capital humano se puede constituir en una falla de coordinación que aumente el costo de impulsar algunas tecnologías. A modo de ejemplo, para la implementación del primer proyecto eólico Canela del Sistema Interconectado Central (SIC) se utilizaron empresas y capital humano extranjero, que encarecieron el proyecto. Es de interés entonces formar ese capital humano localmente para su participación en la formulación e implementación de proyectos ERNC.

**Impacto:** la importación de capital humano suple las deficiencias del capital local, impactando levemente a nivel de costos de las ERNC, de ahí que se califique a esta barrera de **bajo** impacto.

#### **4.3 Barreras regulatoria/institucionales**

#### **4.4 Dificultad para establecer servidumbre eléctrica para el paso de líneas de transmisión.**

Actualmente el proceso tiene dos alternativas para establecer el derecho de paso en transmisión: acuerdo con los dueños de predio y tramitación de concesión eléctrica a través de Ministerio de Energía. La primera alternativa enfrenta dificultades en el proceso de ubicar a los dueños de múltiples predios y las posibilidades de no llegar a acuerdo económico. La segunda alternativa enfrenta plazos inciertos en las etapas de notificaciones a las partes interesadas del proyecto de concesión, la realización del informe de dicho proyecto por parte de la SEC y la determinación de los montos de la indemnización para los propietarios de los predios. En general, todo el sistema eléctrico nacional, enfrenta costos crecientes (y prohibiciones) a la hora de ampliar la capacidad de transmisión, esto producto de los mayores estándares ambientales, y la decidida participación pública tanto de las partes involucradas como de grupos de

presión. En este contexto, en términos relativos los costos y problemas de transmisión pueden llegar a ser mucho más importantes para las ERNC que las tecnologías convencionales, ya que usualmente las primeras se encuentran a distancias considerables de los centros de consumo, y presentan mucha menor escala que proyectos convencionales de gran tamaño. En este contexto, las ERNC no pueden competir con proyectos, como las centrales a carbón, que pueden procurar una localización óptima desde el punto de vista de la transmisión.

**Impacto:** la determinación de trazados ya sea a través de servidumbres voluntarias o de concesiones eléctricas se ha mostrado como una de las grandes dificultades para los proyectos energéticos y tienen el potencial de detenerlos completamente, de ahí que se le asigne un impacto **alto** a esta barrera.

#### **4.4.1** *Dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos*

Actualmente existen importantes dificultades en los procesos de sensibilizar e involucrar a las comunidades, tanto locales, como a nivel país en el desarrollo de proyectos energéticos. Esto se vislumbra por los proyectos energéticos que han obtenido Resolución de Calificación Ambiental (RCA) a través de un Estudio de Impacto Ambiental, pero igualmente fueron frenados por las comunidades, tales como las centrales Barrancones y Castilla. En estos proyectos claramente existe un rechazo, no solo a nivel de comunidades locales, pero también a nivel de la comunidad o sociedad ampliada. La regulación actual tiene varias falencias en este sentido, primeramente, no se regula los costos para el desarrollador del proyecto en términos de compensaciones a las comunidades que se ven afectadas por las obras y las externalidades locales negativas del proyecto, pero tampoco la mitigación de los efectos ambientales ni paisajísticos. Esto redundaría en un proceso desordenado de compensaciones casi informales, que no tiene ni montos ni plazos definidos, y que inevitablemente deja partes insatisfechas, que a la postre pueden oponerse al proyecto. Por el lado de las ERNC, también se observa una oposición por parte de comunidades locales y otros interesados en detener proyectos energéticos, tales como ha ocurrido con la exploración de geotérmica en el sector del Tatio (2009), con el Parque Eólico de Chiloé (2012), la planta a biomasa de Pichidegua (2012), entre otras iniciativas de energía renovable. Nuevamente este problema trasciende a las ERNC y afecta a todo el sistema energético nacional.

**Impacto:** las dificultades para interactuar de manera efectiva con las comunidades afectadas por los proyectos energéticos ha llevado a oposiciones que luego han gatillado la suspensión de los proyectos, de ahí que se le asigne un impacto **alto** a esta barrera.

#### **4.4.2 Dificultad de coordinación para proyectos ERNC para acceder a una solución común en transmisión**

La habilitación de un acceso al sistema interconectado, a través de una línea de transmisión, es una tarea difícil para proyectos de generación menores. La implementación de la línea incluye la definición del trazado de la línea, obtención de servidumbre por múltiples predios, obtención de la aprobación ambiental, realización de estudios de impacto sistémico, junto con una inversión considerable en la línea y el paño de llegada a la subestación. Todas estas tareas agregan un alto costo al proyecto, pero más importantemente, un riesgo considerable a la factibilidad del proyecto completo. De ahí que sea interés plantear mecanismos que separen la implementación de la transmisión del proyecto de generación permitiendo la coordinación entre desarrolladores de proyectos para impulsar un **corredor único de transmisión**. La barrera se presenta por las dificultades de coordinación para el desarrollo de líneas de transmisión por sus altos costos de transacción involucrados, lo que lleva a construcción de líneas independientes (una por central) para proyectos rentables y a la no realización de los proyectos menos rentables.

**Impacto:** la coordinación entre proyectos localizados en una misma zona o cuenca es fundamental para la implementación de un corredor único de transmisión, sin el cual muchos de estos proyectos serían inviables, de ahí que se le asigne un impacto **alto** a esta barrera.

#### **4.4.3 Dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto**

Actualmente la conexión a la infraestructura pública en transmisión (redes troncales, subtransmisión, adicional usando bienes públicos) no cuenta con sus reglamentos respectivos que regule dicho acceso, pudiendo el titular de los activos demorar de manera indefinida la conexión. Esto se ve acrecentado por la integración vertical entre generadores y transmisores, donde las empresas pueden tener incentivos a bloquear la entrada de nuevos participantes al mercado, ver Cuadro 1.

**Cuadro 1. Dificultades de conexión a las redes de transmisión en el SING**

Para entender el impacto de la presente barrera, es de interés revisar el diagrama unilineal del Sistema Interconectado del Norte Grande (figura 2), donde todas las líneas son adicionales, con la excepción de los tramos Tarapacá-Lagunas-Crucero-Encuentro-Atacama (marcadas en amarillo en la figura), pero incluso en este pequeño tramo del sistema, no sería adecuado conectar proyectos debido a que SE Encuentro y SE Crucero (y en especial esta última) no estarían en condiciones de recibir más conexiones (ver Centro de Despacho de Carga del SING (2012)).

**Figura 2: Unilineal Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**



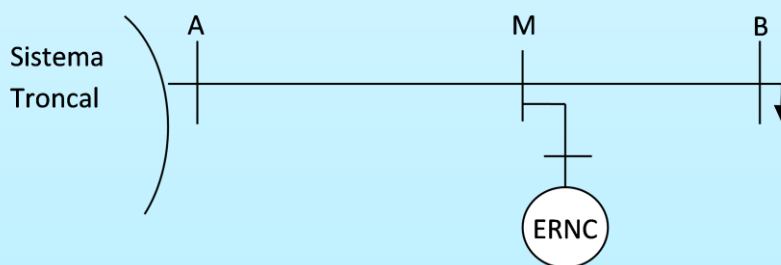
Fuente: <http://www.cdec-sing.cl>

Las razones para este desarrollo tan limitado del sistema troncal (sistema público) radican en que el SING se ha entendido como un sistema de privados para privados y las nociones de acceso abierto y holgura no habrían sido parte de los objetivos del sistema.

**Cuadro 2. Incentivos para permitir el acceso a una línea adicional**

El caso de la Figura 3 muestra una línea AB de propiedad del consumo en B y destinada a servir su consumo propio. Este tipo de configuración se repite consistentemente en el SING y, en menor grado, en el SIC. Al intentar conectarse el generador ERNC en M pedirá primeramente un informe de capacidad al CDEC. Típicamente, el CDEC emitirá un informe estableciendo que existe amplia capacidad de la línea para flujos de M hacia el nodo A (contrario al flujo natural de la línea) y capacidad limitada desde M hacia B. Sin embargo, a la nueva conexión le interesa solamente la primera componente, por lo que el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) visaría la capacidad de dicha conexión.

**Figura 3: Conexión de proyecto ERNC a línea adicional**



Por otro lado, es predecible que el consumo en B se oponga a la conexión, basado en un análisis de beneficios y perjuicios de ésta sobre su servicio. Como beneficio se cuenta que el costo de la línea sería prorrateado con un usuario más, y como perjuicio se tendrá que la disponibilidad de la línea bajará debido a la incorporación de más equipos al sistema (independiente de la tecnología escogida para la conexión, sea tap-off o subestación seccionadora, siempre dicha conexión disminuye la confiabilidad de la línea). En otras palabras, siempre es probable que las instalaciones en M fallen, en cuyo caso la línea A-B podría verse expuesta. Es de entender entonces que el consumidor sopesa un ahorro en inversión en línea con la posibilidad de sufrir cortes adicionales al suministro de su faena, que en el caso minero serían millonarios. Una posibilidad podría ser manejar esta dificultad a través de un contrato, pidiéndole al generador ERNC el lucro cesante frente a fallas en M, lo cual expondría altamente al proyecto ERNC. Sin esta cláusula, el consumo se opondrá a la conexión, con ella, el proyecto ERNC se hace inviable.

En el ámbito de la subtransmisión la barrera de acceso se ve acrecentada debido a la tarificación a las cuales son afectas las centrales ubicadas en zonas de concesión. Este mecanismo, establecido en la ley 19940 (ley corta I), establece que los generadores serán íntegramente responsable de los tramos en que el flujo sea hacia el sistema troncal (Artículo 71-37), y no basa el pago en el uso efectivo del tramo (que es compartido por los generadores y distribuidoras). Este peaje puede alcanzar una porción importante de la facturación del proyecto, haciéndolo no rentable. A modo de

ejemplo, la pequeña hidráulica La Paloma, de menos de 5 MW, paga del orden de CLP\$ 160 millones de pesos anuales por peaje de subtransmisión, que cubre cercano a un 15% del total facturado, frente a los CLP\$ 7 millones que paga Chacabuquito de 25 MW (aproximadamente 0,1% de la facturación) (Decreto 14 de Subtransmisión del Ministerio de Energía, 2012). Esta desbalance se debe a una condición casi fortuita dada por el hecho que los flujos son hacia el sistema de troncal, y que a su vez inhabilita la posibilidad de desarrollo de cualquier proyecto de generación en el valle del tranque Paloma y sus cercanías.

*Impacto:* la barrera del acceso abierto es una de las grandes limitantes en sistemas como el SING, con preponderancia de líneas adicionales. De no mitigarse esta barrera se estima imposible desarrollar el potencial solar del área, de ahí que se le asigne un impacto **alto**.

#### **4.4.4 Ausencia de un mecanismo de mercado para la capacidad de regulación<sup>7</sup> y para la retribución por potencia a ERNC**

Todo sistema requiere de un nivel de capacidad de regulación para poder adaptarse a los desbalances temporales naturales entre oferta y demanda. Estas perturbaciones provienen de una componente aleatoria de la carga, la posible falla de equipos y de las variaciones imprevistas en la energía entregada por algunas fuentes ERNC (como la energía eólica). En base a un análisis de estas causas se puede determinar el nivel necesario de regulación requerida por un sistema para cumplir con requerimientos de seguridad y calidad de servicio normados para el sistema, y además asignar el pago de la capacidad a los que originan dicha necesidad. Por el lado de la oferta se pueden establecer las tecnologías capaces de entregar regulación a los sistemas, tales como centrales térmicas a diésel, ciclo abiertos de gas y centrales hidráulicas con embalse de regulación. Un desafío que surge de la determinación de la oferta y la demanda de regulación, es la necesidad de asignar un precio justo por dicho servicio, por lo que se plantea la incorporación el valor de la capacidad de regulación de las diferentes tecnologías en los esquemas de mercado. Esta capacidad es actualmente administrada por el CDEC respectivo y conduce a pagos en base a criterios no basados en mercado, y aunque dicho sistema está siendo modificado por el reglamento de servicios complementarios, no llega a un mecanismo de mercado.

---

<sup>7</sup> Las necesidades de regulación provienen de los cambios intempestivos de la demanda instantánea y de posibles fallas no previstas en la infraestructura de transmisión y generación.

Es importante hacer notar que las tecnologías ERNC son mínimamente controlables en potencia activa, y que por lo tanto no proveen regulación de frecuencia. Esto hace que mercados que no cuentan con tecnologías que provean un nivel aceptable de regulación de frecuencia (tales como hidráulicas de embalse) deban limitar la penetración de ERNC. De hecho es de interés propender a la creación de mercados de regulación (como parte de los servicios complementarios) de manera de poder transparentar los incentivos a la instalación de tecnologías que favorecen dicho servicios, tales como centrales hidráulicas con embalse de regulación, ciclos abiertos de gas y diferentes formas de almacenamiento (por ejemplo, baterías, *pump-storage* y *flywheels*). Es por esto que el establecimiento de un mercado de la regulación se ve como un tema habilitante para aumentar la penetración de tecnologías ERNC.

Adicionalmente, la organización del mercado actual no reconoce de manera plena la potencia de las centrales ERNC. En particular, la potencia se reconoce en base a tres atributos: suficiencia, tiempo de toma de carga y tiempo de partida. En el caso de las ERNC, solo se reconoce la primera componente, que por su naturaleza intermitente en horario de punta, es baja.

**Impacto:** la falta de un mercado de los servicios complementarios en general, y de la regulación de frecuencia en particular, y una valoración deficitaria del atributo de la potencia, no es un impedimento directo al desarrollo de las ERNC, sino un factor que aumenta las dificultades para este tipo de energía, de ahí que se le asigne un impacto **bajo**.

#### **4.4.5** *Los consumidores no pueden discriminar entre energía convencional y energías de tecnologías ERNC.*

Pese a que algunos consumidores tienen elementos de juicio parciales para diferenciar entre energías convencionales y ERNC por sus externalidades, estos no pueden discriminar en términos a qué energía utilizar. Es de interés entonces permitir dicha diferenciación para que los propios consumidores, que deseen adquirir energía con ciertos atributos, puedan expresar su demanda (disposición a pagar) en el mercado, lo cual a su vez incidiría en los incentivos para los desarrolladores de cada tipo de energía.

**Impacto:** los consumidores son los clientes finales de la energía, de ahí que sea de importancia el grado de información sobre qué tipo de energía están comprando. Este factor podría potenciar el desarrollo ERNC en una sociedad preocupada por el

medioambiente, pero no es garantía de dicho desarrollo, por lo que se le asigna un impacto **medio**.

#### **4.5 Barreras sociales/culturales:**

##### **4.5.1 *Dificultad de los consumidores para distinguir las externalidades generadas por las distintas tecnologías para producir electricidad.***

Las barreras culturales y sociales a la incorporación de energías renovables pueden ser importantes, sin embargo su estudio y análisis suele ser muy precario, ver Sovacool (2009). Por ejemplo, los consumidores en general no tienen mayor conocimiento sobre las externalidades negativas que poseen las distintas tecnologías de generación, solo algunos grupos (como los mencionados en la barrera anterior) poseen un conocimiento parcial al respecto. Esto se aprecia por lo permeable que se muestra la sociedad a hacer suyos los argumentos de campañas publicitarias. A modo de ejemplo, las campañas contrarias a tecnologías fósiles han logrado establecer al carbón como una tecnología altamente contaminante, pero no permiten distinguir entre las distintas variaciones tecnológicas dentro de las centrales a carbón y menos de su comparación con otras centrales térmicas o centrales ERNC. Por otro lado, existen externalidades importantes para las ERNC que son difíciles de palear. Así por ejemplo, las tecnologías solares requieren de grandes extensiones de terreno, mientras que las plantas eólicas de un número importantes de generadores, lo cual acarrea además de importantes costos, potenciales externalidades negativas en términos de la intromisión visual y ecológica de estas tecnologías con el medio.

Impacto: al igual que en la barrera anterior, se resalta que los consumidores son los clientes finales de la energía, y que su conocimiento del área energía es de alta importancia, sin embargo, este conocimiento no condiciona el desarrollo ERNC, por lo que se le asigna un impacto medio.



## 5 Medidas de mitigación de barreras

Las barreras actúan como frenos al desarrollo de las energías renovables no convencionales y dependiendo de su impacto, como se definió en la sección anterior, esa barrera afectará de manera importante, media o baja la realización de proyectos ERNC.

En este sentido la respuesta desde el punto de vista de la política pública es diseñar medidas de mitigación que permitan superar dichas barreras y evitar obstáculos que van más allá de las limitaciones técnicas y económicas objetivas de dichas tecnologías.

### 5.1 Mejoras en las plataformas de información pública

Estas medidas de mitigación están relacionadas con el desarrollo de una plataforma de información destinada a la socialización de información relevante, tanto para usuarios con necesidades técnicas específicas, como para aquéllos con conocimientos básicos o nulos respecto a energías renovables.

Las medidas incluyen:

#### 5.1.1 *Mejorar niveles de información sobre desarrollo y alternativas energéticas.*

Se requiere educar y concientizar a los consumidores, industria bancaria y a la comunidad en general sobre las necesidades de desarrollo energético del país y el rol de los individuos, empresas y comunidades en el consumo energético, tanto en viviendas (sector residencial), en servicios de Estado (sector público) y en el sector productivo (sector industrial y minero). Es importante difundir la temática del impacto ambiental que tienen las distintas tecnologías y el compromiso entre costo e impacto ambiental que presentan las distintas alternativas de generación. Se propone un trabajo especial hacia planas ejecutivas de grandes consumidores y del mercado financiero, que sirven como contrapartes en la negociación de contratos de abastecimiento y evalúan los proyectos renovables técnica y financieramente. A modo de ejemplo, Uruguay ha sido pionero en la región en difusión a la ciudadanía de temas de eficiencia energética (<http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/>) y energía eólica (<http://www.energieolica.gub.uy/>), a través de la implementación de plataformas de información y programas de educación. Esto ha permitido obtener apoyo ciudadano y

el interés de inversionistas internacionales para la licitación y posterior adjudicación de cientos de MW eólicos en el país (para mayores detalles ver Instituto de Promoción de Inversiones y Exportaciones (2013)). Una labor de interés es también impulsada por los gobiernos con un liderazgo en las temáticas energéticas. A modo de ejemplo, el programa de recambio de ampolletas impulsado el año 2008 en Chile no solamente tuvo un impacto en el consumo energético, sino que también puso en la discusión del día a día de la población las temáticas de eficiencia energética. De esta misma forma, programas que lleven la energía renovable a los hogares, como los programas de precios verdes, tendrían un fuerte impacto en la difusión de las temáticas a todo nivel de la población. Otro ejemplo es EE.UU., donde el gobierno, a través del laboratorio de energías renovables, ha puesto a disposición de educadores de distintos niveles educacionales en todo el mundo una variedad de programas para asistir en la educación en las temáticas energéticas (ver National Renewable Laboratory (NREL), 2013).

La medida busca vencer la siguiente barrera: dificultad de los consumidores para distinguir las externalidades generadas por las distintas tecnologías para producir electricidad, que es de medio impacto.

### **5.1.2 *Mejorar información sobre fuentes ERNC.***

Esta actividad consiste en generar información sobre los recursos naturales que pueden ser utilizados en la generación de energía, incluyendo la información que permita correlacionar dichos recursos. A modo de ejemplo, el gran desarrollo que ha tenido Uruguay ha sido apoyado por un nivel importante de información disponible para el público, y en particular para los promotores de proyectos eólicos. Esta información incluye mapas de vientos y mediciones del recurso en múltiples puntos de la geografía. Adicionalmente, la autoridad uruguaya pone al alcance de los promotores de proyectos ERNC una serie de estudios relevantes para el desarrollo de la energía eólica, tales como: guía para los propietarios de tierras, análisis de rentabilidad de proyectos eólicos, estudios de capacidades industriales para darle soporte a proyectos eólicos (Gobierno de Uruguay (2009)). En Chile la autoridad ha impulsado iniciativas recientes en mapas eólicos y solares, pero que no son suficientes para sustentar inversión en esas tecnologías. En contraste, la información en cursos de agua comenzó a tomarse a mediados del siglo pasado y sirve de base para la evaluación de proyectos hidráulicos en casi todo el país.

La medida busca vencer la siguiente barrera: ausencia de información pública sobre localización y dimensionamiento de fuentes de ERNC, con un bajo impacto.

## **5.2 Modernización del mercado de la generación**

Las principales medidas de modernización del mercado de la generación para mitigar barreras son las siguientes:

### **5.2.1 *Establecer centros de despacho independientes***

En la regulación actual los centros de despacho son susceptibles de presiones por parte de sus directorios, donde participan las mismas empresas a las cuales se regula su operación. Es de interés plantear un esquema de centros de despachos independientes, que tengan como principal función la operación segura y económica de la infraestructura energética dentro de sus áreas de control. Al mismo tiempo los centros de despacho deberían comenzar a tener un rol más relevante en dar las señales para la realización de la planificación de los sistemas, con lo que se hace más importante la independencia de los regulados. A modo de ejemplo, los operadores independientes de sistemas en EE.UU, son regidos por un directorio formado por cinco a diez miembros de amplia y reconocida experiencia en el sector, sin embargo, con la condición explícita de que ninguno de ellos estar afiliado a un participante del mercado (Bird, S. (2002)).

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto, que es de alto impacto.

### **5.2.2 *Establecimiento de reglamentación técnica a las ERNC***

Es de interés avanzar en la reglamentación técnica para cada nueva tecnología con perspectivas de ingreso al sistema, antes de que dicha entrada se concrete. Esto reducirá la incertidumbre técnica y económica para proyectos entrantes. A modo de ejemplo, la capacidad fotovoltaica en Alemania, que ya superará varias decenas de GW al 2020, ha suscitado preocupación debido a que perturbaciones de frecuencia pueden hacer caer toda generación fotovoltaica en unos segundos. Es de interés entonces establecer regulaciones con respecto a la respuesta que debe tener un sistema fotovoltaico (incluso a nivel residencial) frente a las perturbaciones provenientes del sistema. A nivel mundial, proveedores como SMA ya ofrecen sistemas que emulan la respuesta de un sistema de control convencional reduciendo la generación en caso de

sobre-frecuencia, que permiten al sistema interconectado contar con un poderoso aliado en la prevención de apagones derivado de la propagación de perturbaciones en el sistema (SMA Solar Technologies AG (2009)). A la fecha la Normal Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio incluye especificaciones para la tecnología eólica. En el corto plazo es de interés avanzar en requerimientos para la tecnología solar fotovoltaica. Los requerimientos de geotermia y solar de concentración no serían urgentes debido a que se espera una entrada más pausada al sistema. En países de Europa y EE.UU. estas condiciones abarcan las tecnologías mencionadas y se agrupan en las llamadas Grid Codes. A modo de ejemplo, la National Grid establece en su edición de Condiciones de Conexión los criterios específicos que deben tener las plantas para conectarse a la red, incluyendo particularidades de cada tecnología (para más detalles ver National Grid (2013)).

La medida busca vencer la siguiente barrera: ausencia de requerimientos para la operación de ERNC, que es de bajo impacto.

### **5.2.3 *Establecer un mecanismo de mercado para la regulación***

Un bien que se vislumbra de gran importancia para los mercados modernos, con alta integración de tecnologías renovables y de almacenaje, es la capacidad de regulación de frecuencia, y otros servicios complementarios. Es entonces fundamental permitir que a través de un mercado se busque las señales de precio adecuada para pagar por dichos servicios. Un mercado de servicios complementará y transparentará los intercambios de capacidad de regulación de frecuencia y de voltaje permitiendo el financiamiento de tecnologías con contribución en este atributo, como centrales hidráulicas y tecnologías de almacenaje (por ejemplo, bancos baterías). Una alternativa de interés es implementar el mercado de servicios complementarios en conjunto con el mercado de la energía, debido a que la oferta de estos servicios y de energía utilizan los mismos recursos.

En término de la experiencia internacional en este ámbito, mercados como el de PJM (i.e., Pensilvania, New Jersey y Maryland) permiten la transacción de regulación de frecuencia, en conjunto con energía, desde junio del 2000 (PJM (2013)) y permitió a dicho mercado cambiar de un sistema administrativo, que intentaba reflejar los costos de regulación (como el existen en Chile), a un mercado donde los participantes pueden comprar y ofrecer recursos de regulación y así obtener una señal eficiente para suplir dicho servicio, incluyendo los costos de oportunidad.

La medida busca vencer la siguiente barrera: ausencia de un mecanismo de mercado para la capacidad de regulación y para la retribución por potencia a ERNC, y es de bajo impacto.

#### **5.2.4            *Reformulación del pago por potencia***

La metodología de cálculo de la potencia firme está orientada a las tecnologías tradicionales y no ofrece un tratamiento justo a las ERNC. Se propone la revisión de dicha metodología, incluyendo la posibilidad de evaluación conjunta de dos o más plantas que tengan complementación horaria, recurso que no está permitido en la normativa actual. A modo de ejemplo, dos plantas que individualmente obtengan un reconocimiento mínimo, pueden complementarse y mostrar un perfil más efectivo al sistema. Adicionalmente, es de interés visitar el concepto de *hora de punta* que se aplica a la retribución de potencia, y que consiste en evaluar la potencia en una sola ventana diaria. A modo de ejemplo, se plantea dividir la curva de demanda diaria en tiempos de uso y tarifcar la potencia en cada uno de estos segmentos. Una tarificación en función de tiempos de uso evitaría el fenómeno de traslado de la demanda máxima a justo antes y justo después del horario de punta, que se produce por el cobro de potencia coincidente solamente durante el horario de punta. Esto permitiría también una mayor asignación de pago por potencia a las energías confiables como la solar, pero cuyo perfil de generación no coincide con la definición del horario de punta, asignándole un crédito por sus niveles de disponibilidad en horarios que hoy no se consideran como punta.

La medida busca vencer la siguiente barrera: ausencia de un mecanismo de mercado para la capacidad de regulación y para la retribución por potencia a ERNC, que es de bajo impacto.

#### **5.2.5            *Impuesto a las emisiones***

Se plantea un impuesto a las emisiones que permita incluir esta externalidad dentro de las curvas de costos. Estas externalidades deben principalmente incluir a los contaminantes locales; como azufres, nitratos, material particulado y metales pesados, y globales; tales como el dióxido de carbono. Estos impuestos permitirán dar una señal al mercado de preferencia a centrales más limpias, tanto para la inversión, como para el despacho, debido a su inclusión en la curva de costos. Este pago debería ser a beneficio local (municipal) para contaminantes locales y de beneficio central para

contaminantes globales. Sin duda la temática de compensaciones, de impuestos a las emisiones y de pago por derechos de agua debería ser parte de un estudio específico para dicha área. Finalmente, es de fundamental importancia tener en cuenta que la instauración de nuevos tributos, tanto en términos de compensaciones, como a impuestos a las emisiones y a la tenencia de derechos de agua, implica que la multa a los retiros establecidos por la ley 20.257 no sería relevante. Esto se debe a que las condiciones que dicha ley buscaba reparar, relacionadas a promover una competencia justa entre tecnologías renovables y no renovables, ya no serían vigentes debido a que serían transparentadas por estos nuevos tributos.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos, que es de alto impacto.

#### **5.2.6 *Regulación de la propiedad de derechos de agua***

Se propone un cobro o “contribución” permanente, independiente de la realización o no realización del proyecto, impidiendo la especulación creciente que lleva a oportunistas a manejar la propiedad de los derechos de agua, con fines de generación potencial de energía eléctrica. Este pago debería ser a beneficio local (regional/municipal). Se requiere también cerrar los puntos abiertos que permiten a titulares de derechos, mantenerlos registrados en la DGA, pero sin inscribirlos en bienes raíces, evitando así el pago de tributos. Los montos y fórmulas relacionados con el cálculo del pago deben ser parte de un estudio específico en la temática de compensaciones. Como referencia la modificación del Código de Aguas del año 2005, ya introdujo pagos por la sola mantención del recurso, tratando de evitar así la especulación en el mercado del agua.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos, que es de alto impacto.

#### **5.2.7 *Los consumidores no pueden discriminar entre energía convencional y energías de tecnologías ERNC***

Pese a que algunos consumidores tienen elementos de juicio parciales para diferenciar entre energías convencionales y ERNC por sus externalidades, estos no pueden discriminar en términos a qué energía utilizar. Es de interés entonces permitir dicha diferenciación para que los propios consumidores, que deseen adquirir energía con ciertos atributos, puedan expresar su demanda (disposición a pagar) en el mercado, lo

cual a su vez incidiría en los incentivos para los desarrolladores de cada tipo de energía.

**Impacto:** los consumidores son los clientes finales de la energía, de ahí que sea de importancia el grado de información sobre qué tipo de energía están comprando. Este factor podría potenciar el desarrollo ERNC en una sociedad preocupada por el medioambiente, pero no es garantía de dicho desarrollo, por lo que se le asigna un impacto **medio**.

### **5.3 Modernización del segmento regulado de la transmisión**

Las principales medidas de modernización del segmento regulado de la transmisión para mitigar barreras son las siguientes:

#### **5.3.1 *Expeditar el proceso de obtención de concesiones eléctrica para el paso de líneas de transmisión***

La herramienta actual de concesiones que se tramita a través del Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles presenta claras deficiencias en términos de tiempos de tramitación y de incertidumbres asociadas a dicho plazos, en particular en los procesos de notificación a los interesados de los planos de servidumbres, en la preparación del informe de la SEC y en la determinación del pago indemnizatorio. El proyecto presentado por el gobierno el año 2012 busca expeditar este proceso y en general es considerado como un paso en la dirección correcta (Cámara de Diputados de Chile, 2012), con la corrección de las deficiencias del sistema actual. Es de interés mencionar que la experiencia internacional en países desarrollados no muestra casos de mecanismos que faciliten el acceso a terrenos sujetos a servidumbre debido a que dicha problemática es particular al caso chileno, donde la propiedad privada puede imponerse por sobre el interés público. A modo de ejemplo, en EE.UU. las empresas de transmisión negocian las servidumbres directamente con los dueños de predios, pero si dichas negociaciones se quiebran, la empresa puede invocar interés público en la corte respectiva, y así obtener el paso, aunque el dueño de predio se oponga (en inglés se refiere como *eminent domain*). Para más detalles del procedimiento de obtención de servidumbres en EE.UU. ver Public Service Commission of Wisconsin, (2013).

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para establecer servidumbre eléctrica para el paso de líneas de transmisión, que es de alto impacto.

### **5.3.2 *Implementación una solución de transmisión común para proyectos ERNC***

La construcción de líneas de transmisión tiene importantes economías de escala, lo que hace de interés estudiar la agrupación de varios proyectos de generación cercanos para construir una línea común. Es más, muchas veces los proyectos individuales no son rentables de manera separada, pero la participación en una línea en común puede hacerlos viable. El ejemplo más conocido en este sentido son la serie de proyectos de pequeñas hidráulicas en cuencas importante (por ejemplo, media docena de proyectos en cada una de las cuencas de los ríos Triful-Triful, afluentes al Biobío y Allipén al sur de Chile). El principal desafío en este caso es la coordinación y se debe a la dificultad de poner de acuerdo entre proyectos distintos, con tiempos diferentes y con distintos grados de avance. En este caso se propone un rol activo del Estado, no aportando recursos, sino que facilitando la coordinación entre las partes interesadas. A modo de ejemplo, el estado de Tejas desarrolló 18,000 MW de transmisión desde el oeste de Tejas, una de las zonas con mejores vientos de EE.UU., al este del estado, donde se encuentran las grandes ciudades y consumos. La inversión es luego recupera con un sobre costo en las cuentas de electricidad de los consumidores (para más detalles ver, DallasNews, 2013).

En este ámbito es de interés recalcar que la estructura de costos de la transmisión cuenta con incentivos importante para la coordinación entre proyecto, incluso en escenarios donde algunos de los proyectos comprometidos se retrasan o nunca se realizan, ver Cuadro 3.



### Cuadro 3. Beneficios de la Coordinación entre Proyectos de Generación para Transmisión

A modo de ejemplo, se muestra un caso poco propicio para la coordinación, donde los resultados muestran que el costo de la alternativa cooperativa sigue siendo más económico. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3: Costo y capacidad ociosa de proyectos de transmisión con y sin coordinación

Escenario	Tecnología	Proyectos	Costo [US\$]	Capacidad Ociosa
Sin coordinación	220 kV	3 líneas	\$ 202.902.819	45%
Con coordinación	500 kV	1 línea	\$ 180.412.674	202%

Fuente: Elaboración propia en base al ETT (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2006b)

Se puede observar que el incentivo económico para organizarse y hacer un proyecto conjunto siempre está presente. Sin duda el desafío en este ámbito tiene más que ver con la coordinación entre actores, que en incentivos económicos adicionales. Sin embargo, es de interés notar que para el aprovechamiento de las economías de escala es esencial tener un sistema de tarificación adecuado. De no existir este mecanismo, los primeros proyectos no tendrán los incentivos para entrar en el mercado debido al costo de las anualidades iniciales. A modo de ejemplo, la siguiente tabla muestra los resultados de la segunda simulación, en términos de anualidades para el pago de la infraestructura en transmisión, donde se observan los costos de anualidades iniciales para líneas en 220 kV y en 500 kV (una anualidad corresponde al costo financiero de la inversión).

Tabla 4: Anualidades de proyectos de transmisión con y sin coordinación

Año	220 kV (escenario sin coordinación)	500 kV (escenario con coordinación)
2012	12.339.510 (1 línea)	24.490.339 (1 línea)
2013	12.339.510 (1 línea)	24.490.339 (1 línea)
2014	12.339.510 (1 línea)	24.490.339 (1 línea)
2015	24.679.020 (2 líneas)	24.490.339 (1 línea)
2016	37.018.530 (3 líneas)	24.490.339 (1 línea)
2017	37.018.530 (3 líneas)	24.490.339 (1 línea)
2018	37.018.530 (3 líneas)	24.490.339 (1 línea)
2019	37.018.530 (3 líneas)	24.490.339 (1 línea)
2020	37.018.530 (3 líneas)	24.490.339 (1 línea)

Fuente: Elaboración propia en base al ETT (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2006b)

Como se observa en los primeros años la inversión en la línea de 500 kV casi duplica a la de 220 kV, estableciendo una carga desmedida en los primeros proyectos. Los datos utilizados corresponden a cifras del segundo Estudio de Transmisión Troncal (Comisión Nacional de Energía (CNE) (2006b)).

Se entiende entonces que cualquier propuesta basada en la coordinación entre actores debe ir asociada a un mecanismo distinto al actual para el pago de la infraestructura de transmisión, tal como el utilizado en concesiones de carreteras (valor presente del ingreso). La definición de dicho pago no es materia del presente documento, y amerita un estudio separado.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad de coordinación para proyectos ERNC para acceder a una solución común en transmisión, que es de alto impacto.

### **5.3.3 Regular el acceso abierto a las redes de transmisión**

Para la implementación de competencia en generación es fundamental derribar la barrera de entrada a nuevos participantes del mercado (las condiciones para establecer competencia incluyen un producto homogéneo y entrada y salida libre de participantes del mercado). Esto es regulado a través de las conexiones al sistema a través de los sistemas de transmisión. Es de interés entonces establecer que toda infraestructura de transmisión que utilizó algún beneficio del Estado (terrenos de bienes nacionales, concesiones eléctricas, concesiones de distribución) o forma parte de la planificación centralizada, debe permitir el acceso abierto a su infraestructura, si las condiciones técnicas delineadas por la norma vigente (norma de seguridad y calidad de servicio, Comisión Nacional de Energía (CNE) (2010)), así lo permiten. Es necesario regular este tema en materia de tiempos, requerimientos y costos. En particular, es de interés regular los costos de conexión (costos de realización de estudios técnicos y negociación de contratos de conexión) a alguna fórmula que involucre de manera más activa a la empresa de transmisión, quién conoce de mejor manera su propio sistema y que tendría ventajas comparativas para realizar todos los pasos necesarios para la conexión de un nuevo generador. Al momento estos costos son completamente de responsabilidad del entrante, independientemente de su tamaño.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto, que es de alto impacto.

### **5.3.4 Fortalecer la planificación de la transmisión pública**

Un cambio en la transmisión pública pasa por cambios en su definición, su planificación y su tarificación. En la definición, es de interés definir transmisión pública con el elemento esencial que se basa en servir a múltiples usuarios. A esta condición puede secundar la condición de poseer una alta capacidad de flujo, que

viene reflejado por la definición de ser igual o superior a un nivel de voltaje (en la ley vigente, 19940, este voltaje se fija en 220 kV). Otros conceptos tales como la bidireccionalidad, quedarían fuera de la definición propuesta. El segundo punto pasa por los procedimientos de la planificación de la transmisión “pública”. Acá se plantea como esencial el ampliar su horizonte temporal, forzándola a orientarse a zonas de potencial de generación o consumo y también a través de la inclusión de un abanico amplio de escenarios de desarrollo tanto en generación, como en consumos. Este tipo de planificación redundará en un menor costo de desarrollo de la transmisión (por efecto de las economías de escala), pero también de una creciente capacidad ociosa en los sistemas, que facilitará el ingreso de nuevos entrantes al mercado. Es entonces de importancia plantear también un mecanismo adecuado de tarificación del sistema, y en particular de la capacidad ociosa, evitando el cargar de manera excesiva los costos de inversión a los primeros entrantes. En este ámbito se propone que los consumidores se hagan cargo de la remuneración de la capacidad ociosa.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto, que es de alto impacto.

Modernización del segmento regulado de la distribución

Las principales medidas de modernización del segmento regulado de la distribución para mitigar barreras son las siguientes:

### **5.3.5 *Fortalecer la planificación y tarificación de la subtransmisión y distribución***

Es de importancia que la evolución de los sistemas en zonas de concesión de distribución permita el cambio de paradigma que indica que dichas zonas deben acomodar generación, tanto de escala pequeña, como de gran escala. Iniciativas como el net-metering (compra por parte de la distribuidora de la generación de excedentes de energía renovable por parte de los consumidores) son parte de una tendencia mundial de transitar a generación distribuida y más cercana a las zonas de consumo (en International Solar Energy Society, 2010 se describe este y otros mecanismos de promoción de las ERNC). Otro punto de interés que se busca a través de incluir a la generación en redes de distribución y subtransmisión, es racionalizar los pagos que realizan las generadoras como peaje de subtransmisión. Es de interés entonces plantear un mecanismo diferente de tarificación de la subtransmisión, basado en uso

efectivo, que concilie su labor de movimiento de grandes bloques de energía para la distribución, con la conexión de proyectos de generación.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto, que es de alto impacto.

### **5.3.6 *Establecer la figura del comercializador y flexibilización de licitaciones de distribución***

El comercializador permite hacer llegar la competencia al consumidor final y permite la diferenciación de productos. Un comercializador puede ofrecer energía sin huella de carbono, o puramente energía renovable. Estos programas pueden impulsar un desacoplamiento parcial de los requerimientos de potencia y energía dentro de las licitaciones de suministro de las distribuidoras, permitiendo la compra de bloques de energía sin requerimientos de potencia, que vayan a cubrir las necesidades en cuyas zonas de concesión se comercialice energía renovable. En los mercados de energía de Canadá y EE.UU. se han implementado decenas de programas de precios verdes (más información en *Green Pricing Programs* en (Departamento de Energía de EE.UU. (2012))), que permiten a los consumidores comprar energía verde, financiando proyectos de energía renovable. A modo de ejemplo, en Wisconsin, consumidores pueden comprar 25%, 50% o 100% de su energía de una fuente ERNC por dos centavos de dólar de sobreprecio por cada kWh<sup>8</sup>. En Sacramento, California, la empresa municipal de electricidad ofrece programas para incluir sobreprecios de un centavo y medio para asegurar 100% o 50% de energía renovable y un programa de un centavo de comunidad solar para obtener energía de fuentes fotovoltaicas<sup>9</sup>.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para estructurar contratos de ventas de energía, que es de impacto medio.

---

<sup>8</sup> 2 centavos representan un 25% adicional al precio de la energía de 8 centavos por kWh, según las tarifas promedio en Wisconsin (para más información ver Wisconsin Public Service (2013)).

<sup>9</sup> Cada centavo representa un 8% en el precio de la energía en California, que alcanza a unos 13 centavos por kWh, según sus tarifas promedio (para más información ver California Public Utility Commission (2013))

## **5.4 Modernización de la regulación ambiental y social**

Las principales medidas de modernización de la regulación ambiental y social para mitigar barreras son las siguientes:

### **5.4.1 *Sistematizar la información ambiental***

Se plantea la implementación de un sistema que permita crear una base de datos territorial de los aspectos ambientales de interés en el territorio nacional. Esta base de datos debería ser nutrida de las líneas bases realizadas por los proyectos que sean sometidos al Sistema de Estudio de Impacto Ambiental, junto con una evaluación estratégica proveniente del estudio para la determinación del plan de ordenamiento territorial, ver Poduje (2013). La institución administradora de esta información debería ser el Ministerio de Medioambiente, que facilitará esta base de datos para ser utilizada como punto de partida de cualquier declaración o estudio de impacto ambiental.

Esta medida busca mitigar la barrera: necesidad de información pública sobre localización y dimensionamiento de fuentes de ERNC, que es de impacto bajo.

### **5.4.2 *Establecer mecanismos de participación ciudadana representativos***

En la industria eléctrica existen media docena de agrupaciones que representa los distintos áreas dentro del sector, sin embargo, el consumidor final no tiene una representación explícita que le permita opinar de manera representativa e informada sobre la relevancia e impacto de proyectos de infraestructura energética en sus comunidades. La investigación de Espacio Público en este tema se puede encontrar en Dufey (2013).

El punto de participación ciudadana es crítico para el desarrollo energético y que debe ser abordado por un estudio dedicado, y en un punto, asociarlo con el estudio sobre compensaciones.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos, que es de alto impacto.

### **5.4.3 *Establecer mecanismos de compensaciones***

La instalación de una central de generación, independiente de la tecnología, provoca un impacto ambiental y estético. Es fundamental regular los mecanismos de

compensaciones que ofrecen los desarrolladores a las comunidades locales para incluir a todos los entes afectados. Es de interés conciliar este mecanismo con las propuestas de impuestos a las emisiones y pago por derechos de agua, tratadas en la sección sobre modernización del mercado de la generación, debido a que las comunidades pueden y deben ser compensadas por los impactos del proyecto, pero dichos aspectos (emisiones y derechos de agua) ya estarían cubiertos por instrumentos específicos.

El punto de compensaciones es también crítico para el desarrollo energético, junto con la participación ciudadana, y que debe ser abordado por un estudio dedicado.

Esta medida busca mitigar la barrera: dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos, que es de alto impacto.

## **5.5 Desarrollo de capital humano**

En general el desarrollo de las ERNC requiere de una masa crítica de capital humano calificado no despreciable, así por ejemplo, el año 2010 en Alemania se emplearon alrededor de 370.000 personas en el sector de las energías renovables. Esta cifra representa un aumento de más del doble del número de puestos de trabajo que se generaron el año 2004 en Alemania en esta actividad<sup>10</sup>. En este contexto, si el país desea aumentar su desarrollo en el ámbito de las ERNC debe capacitar a personas en todos los niveles en estos temas.

Las principales medidas de mitigación en el ámbito del desarrollo de capital humano son las siguientes:

### ***5.5.1 Diagnóstico, propuesta e implementación de una estrategia de capital humano para un desarrollo energético sustentable***

Esta medida se inicia con un catastro de las competencias que son entregadas por el sistema educacional actual, seguido por el levantamiento de las competencias requeridas para un desarrollo sostenido de las energías renovables. La contraposición de ambos diagnósticos llevan a la propuesta de creación de nuevas carreras técnico/profesionales y de cambios a las existentes. Finalmente, la medida contempla la implementación de la propuesta.

---

<sup>10</sup> Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2011).

Esta medida busca mitigar la barrera: necesidades de capital humano especializado para el desarrollo y aplicación de ERNC, que es de bajo impacto.

### **5.5.2 *Impulso de demanda de técnicos y profesionales orientados a un desarrollo energético sustentable***

Esta medida busca el involucramiento del sector público como generador de demanda de técnico y profesionales cuya formación incluya competencias orientadas al desarrollo sustentable. Esta medida se puede implementar a través de la inclusión de requerimientos concretos de sustentabilidad para compras y licitaciones realizadas por el Estado y el liderazgo del Estado como principal ejemplo de aplicación de tecnologías renovables, tanto a nivel de gobierno central, como de gobierno local (municipalidades). Ejemplos específicos de tecnologías renovables van desde el uso de colectores solares para agua caliente sanitaria en edificios públicos (colegios municipales, hospitales, municipalidades) al uso de energía renovable en alumbrado público (fotovoltaica o eólica, según el nivel de recurso primario).

Adicionalmente, se podría generar una línea especial para el estudio de ERNC en las becas de magíster, actualmente administradas por Conicyt. Además se podrían usar los actuales financiamientos de pasantías de académicos extranjeros para dictar charlas y/o cursos en estas materias en las universidades chilenas, donde el tema aún se presenta como muy incipiente, en especial en las carreras de ingeniería.

Esta medida busca mitigar la barrera: necesidades de capital humano especializado para el desarrollo y aplicación de ERNC, que es de bajo impacto.

## **6 Conclusiones, recomendaciones de política y trabajos futuros**

En Chile, como en todos los países en vías de desarrollo, se espera en el futuro cercano un importante aumento de la demanda de energía per cápita. La sustentabilidad de este aumento potencial de la oferta dependerá de la superación de una serie de barreras asociadas a costos de transacción, que actualmente limitan el desarrollo amplio y sostenido y la consolidación de las energías renovables no convencionales en el país.

Es importante destacar que Chile cuenta con un potencial inmejorable de desarrollo en energías renovables que, de crearse las condiciones de recursos humanos, tecnológicos, económicos, legales y sociales, pueden situar a este país como referente de energía verde a nivel mundial.

Cabe destacar que las medidas aquí señaladas para impulsar de manera más decidida el desarrollo de las ERNC en el país, apuntan de igual forma a la necesaria modernización de la regulación e institucionalidad del mercado energético como un todo. Considerando este alcance, la mayoría de las recomendaciones requieren de importantes acuerdos políticos, que reúna a los principales actores públicos y privados del sector, y no sólo los interesados en ampliar la participación de las ERNC en el país. Dicho de otra manera, el sector completo necesita una modernización que apunte a disminuir los principales costos de transacción que se han ido acumulando desde la instauración del mercado eléctrico en Chile.

Al revisar las principales barreras a las ERNC en Chile, se puede ver que muchas de ellas se vinculan a los temas mencionados de costos de transacción, demandando reestructuraciones institucionales y regulatorias profundas, además de medidas de corto plazo, no vinculadas al tema de la rentabilidad de cada tecnología en sí directamente, sino más bien a paliar costos de transacción claramente identificados. Se sugiere entonces la siguiente priorización por barrera, y su correspondiente medida de mitigación:



**Tabla 5: Principales barreras y sus medidas de mitigación asociadas**

Barrera	Impacto	Medidas de mitigación
<b>Dificultad para establecer servidumbre eléctrica para el paso de líneas de transmisión</b>	Alto	Expeditar el proceso de obtención de concesiones eléctrica para el paso de líneas de transmisión
<b>Dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos</b>	Alto	Mejorar niveles de información en la ciudadanía Impuesto a las emisiones Regulación de la propiedad de derechos de agua
<b>Dificultad de coordinación para proyectos ERNC para acceder a una solución común en transmisión</b>	Alto	Implementación una solución de transmisión común para proyectos ERNC
<b>Dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto</b>	Alto	Establecer centros de despacho independientes Regular el acceso abierto a las redes de transmisión Fortalecer la planificación de la transmisión pública Fortalecer la planificación y tarificación de la subtransmisión y distribución

Fuente: Elaboración propia

De esta forma, es posible priorizar las medidas de mitigación, incluyendo de manera inicial las medidas que mitigan a barreras de alto impacto al desarrollo de ERNC (mostradas en la tabla anterior).

Es de interés notar que el proyecto de ley presentado por el ejecutivo abril del 2012 para agilizar el proceso de otorgamiento de concesiones eléctricas (Cámara de Diputados del Congreso de Chile (2012a)) permite avanzar en la solución de mitigación “Expeditar el proceso de obtención de concesiones eléctrica para el paso de líneas de transmisión”. Por su parte el proyecto presentado por el ejecutivo en agosto del 2012 para regular la Carretera Eléctrica (Cámara de Diputados del Congreso de Chile (2012b) buscan avanzar en la implementación de las medidas “Fortalecer la planificación de la transmisión pública” e “Implementación una solución de transmisión común para proyectos ERNC”, a través de la definición de corredores transversales de transmisión pública. Adicionalmente, a la fecha se encuentra en fase final el reglamento que moderniza los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), que permite avances en la medida “Establecer centros de despacho independientes”.

De ahí que se identifiquen solo dos barreras como de alto impacto, y que al momento no están siendo abordadas por proyectos de ley, ni de reglamento: “Dificultad para gestionar el involucramiento de las comunidades afectadas por proyectos energéticos”

y “Dificultad de conexión a las redes de transmisión de acceso abierto”, con sus consiguientes medidas de mitigación, que se determinan como prioritarias en el presente análisis. Según la tabla 5 estas medidas incluyen:

- Mejorar niveles de información en la ciudadanía
- Impuesto a las emisiones
- Regulación de la propiedad de derechos de agua
- Regular el acceso abierto a las redes de transmisión
- Fortalecer la planificación y tarificación de la subtransmisión y distribución

Estas medidas son identificadas como las más urgentes para la modernización del mercado, e independientemente del avance que se pueda impulsar con otras medidas de modernización del sector, el avance de las primeras es fundamental para gatillar los primeros cambios importantes en la penetración de ERNC en los sistemas interconectados.

A pesar de lo anterior muchos de los problemas aquí abordados no cuentan con una solución o proyecto, esperamos que la presente revisión ayude a detallar dicha agenda de una manera más exhaustiva, toda vez que el impulso a las ERNC no depende de subsidios necesariamente, sino de una buena cantidad de barreras menos visibles.

## 7 Bibliografía

- Beck, F. and Martinot, E. (2004) “Renewable Energy Policies and Barriers”, in Encyclopedia of Energy, Cutler J. Cleveland, ed. (Academic Press/Elsevier Science, 2004)
- Bird, S. (2002). “RTO governance: A comparison of ISO governance structures in the US”, Harvard Electricity Policy Group.
- California Public Utility Commission (2013). Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs. Precio promedios históricos de la energía eléctrica en California, EE.UU. - [http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Electric+Rates/ENGRD/ratesNCharts\\_elect.htm](http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Electric+Rates/ENGRD/ratesNCharts_elect.htm).
- Cámara de Diputados del Congreso de Chile (2012a). Proyecto de ley sobre procedimiento para otorgar concesiones eléctricas. <http://www.camara.cl/pley/pdfpley.aspx?prmID=8460&prmTIPO= INICIATIVA>.
- Cámara de Diputados del Congreso de Chile (2012b). Proyecto de ley que regula la carretera eléctrica. <http://www.camara.cl/pley/pdfpley.aspx?prmID=8766&prmTIPO=INICIATIVA>.
- Centro de Despacho de Carga del SING (2012). “Propuesta de expansión del sistema de transmisión del SING”. CDEC-SING.
- Centro de Energías Renovables (2013). “Reporte CER Marzo 2013 – Resumen Anual”. Gobierno de Chile.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2006a). “Base de licitación para el suministro eléctrico de las empresas concesionarias de distribución de Chilquinta Energía S.A., LuzLinares S.A., Luz Parral S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A. y Energía de Casablanca S.A.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2006b). “Plan Expansión Sistema de Transmisión Troncal 2011-2012, Comisión Nacional de Energía”.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2010). “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”.
- DallasNews, (2013). “West Texas wind power transmission project near completion”, <http://www.dallasnews.com/business/energy/20130405-west-texas-wind-power-transmission-project-nears-completion.ece>.
- Departamento de Energía de EE.UU. (2012). “The Green Power Network”, <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/pricing.shtml>
- Dufey, A. (2013). Participación ciudadana en el sector energético-eléctrico chileno: elementos clave y propuestas. Fundación Espacio Público.
- Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2011) “Renewable Energy Sources in Figures - National and International Development”.
- Gobierno de Uruguay (2009). Proyecto de Energía Eólica en Uruguay: <http://www.energiaeolica.gub.uy/>.
- Grigoleit, T and Lenkeit, D. (2012) “The renewable energy industry in Germany”, *Energia, Ambiente e Innovazione* 3/2012.

- IDB (2010) Energía Renovable en América Latina: Visión y Acción del BID, Asunción - Mayo 2010
- Instituto de Promoción de Inversiones y Exportaciones, (2013). Energías Renovables.
- International Solar Energy Society (2010). Renewable Energy Future for the Developing World.
- Margolis, R. and Zuboy, J. (2006). “Nontechnical Barriers to Solar Energy Use: Review of Recent Literature”, Technical Report NREL/TP-520-40116
- Milgrom, P., Roberts, et al, (1992). Economics, Organization, and Management. Prentice Hall, New York.
- Ministerio de Energía (2012). Decreto 14: Fija las Tarifas de Sistemas Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación
- National Grid (2013). The Grid Code – Connection Conditions, Reino Unido. [http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/83FD31D3-0F0E-4B20-8345-9636E0093453/58737/6\\_CONNECTION\\_CONDITIONS\\_I5R2.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/83FD31D3-0F0E-4B20-8345-9636E0093453/58737/6_CONNECTION_CONDITIONS_I5R2.pdf).
- National Renewable Laboratory (NREL) (2013). Education Programs <http://www.nrel.gov/education/>.
- North, D. (1990). A transaction cost economics of politics. *Journal of Theoretical Politics* 2, 355–367.
- NRDC (2012) “El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos.
- Painuly, J.P (2001) “Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis”, *Renewable Energy*, Vol. 24 (1), pp.73–89
- PJM (2013). “Energy and ancillary services market operations”.
- Poduje, I. (2013). Energía y ordenamiento territorial. Fundación Espacio Público.
- Public Service Commission of Wisconsin (2013). Right-of-Ways and Easements for Electric Facility Construction.
- Public Utility Commission of Texas (2003). “Comparison of Market Designs”.
- Reiche, D. (Ed.) (2002). Handbook of Renewable Energies in the European Union. Case Studies of all Member States. Frankfurt/ Main, Peter Lang.
- Resch, G., Held, A., Faber, T, Panzer, C., Toro, F., Haas, R. (2008) “Potentials and prospects for renewable energies at global scale”, *Energy Policy*, Vol. 36 (11), pp. 4048–4056
- Ringel, M (2006) “Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates”, *Renewable Energy* 31, pp. 1–17
- SMA Solar Technologies AG (2009). “Requirements for the PV system technology of the future and solutions by SMA”. <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/requirements-for-the-pv-system-technology-of-the-future-and-solutions-by-sma.html>.
- Sovacool, B. K. (2009) “The cultural barriers to renewable energy and energy efficiency in the United States”, *Technology in Society* 31, pp. 365–373
- Stangeland, A. (2007). The Potential and Barriers for Renewable Energy. The Bellona Foundation.

Stern, N. (2006). "Stern Review on The Economics of Climate Change (pre-publication edition). Executive Summary". HM Treasury, London.

UNEP (2012) Global Trends in Renewable Energy Investment, in cooperation with Frankfurt School, and produced in collaboration with Bloomberg New Energy Finance.

Williamson, O.E. (1985). The Economic Institutions of Capitalism. Free Press, New York.

Williamson, O.E. (1996). The Mechanisms of Governance. Oxford University Press, New York.

Wisconsin Public Service (2013). Wisconsin Rate Book. Precio promedios históricos de la energía eléctrica en Wisconsin, EE.UU. - [http://www.wisconsinpublicservice.com/company/wi\\_tariffs.aspx](http://www.wisconsinpublicservice.com/company/wi_tariffs.aspx)

