

Universidad de Chile

Facultad de Derecho

Departamento de Derecho Público

INECUACIÓN ERNC: ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS PARA SU PROMOCIÓN

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE LICENCIADO EN CIENCIAS JURÍDICAS Y
SOCIALES

CATALINA IRARRÁZAVAL CAMPERO

PROFESOR GUÍA: RAÚL LETELIER WARTENBERG

2019

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todos aquellos que, de una u otra manera, me apoyaron en el desarrollo de este trabajo. En especial, me gustaría agradecer a mi papá por su ayuda e impulso constante en el perfeccionamiento de este texto. Finalmente, agradezco al profesor Raúl Letelier por su disposición y ayuda al guiar esta tesis.

ABSTRACTO

Este trabajo aborda las energías renovables no convencionales desde una perspectiva económica, considerado los costos y beneficios de una política pública que sea proclive a las mismas. Además, se analizan los principales incentivos legislativos existentes en nuestro país sobre la materia y se concluye con tres propuestas de política pública para el correcto desarrollo de este tipo de energías en nuestra matriz eléctrica.

ABSTRACT

This paper addresses non-conventional renewable energies from an economical perspective, taking into account the costs and benefits of a public policy that promotes them. Also, it analyzes the main legislative incentives that our country has about this matter and concludes with three public policy proposals for the right development of this kind of energies in our electric matrix.

Tabla de Contenidos

Introducción.....	5
Capítulo I: Situación Actual de las ERNC.....	7
1. Principales cifras de las ERNC en nuestro país.....	7
Capítulo II: Análisis económico de las energías renovables no convencionales.....	11
1. Inecuación ERNC: adentrándonos en la mente del <i>policymaker</i>	11
1.1. Costos.....	12
1.1.1. Costos de implementación y operación.....	12
1.1.2. Costo Fiscal.....	16
1.1.3. Factor de Planta.....	18
1.1.4. Reestructuración del sistema eléctrico.....	19
1.2. Beneficios.....	24
1.2.1. Beneficios ambientales y sociales.....	24
1.2.2. Independencia energética.....	34
1.2.3. Precios de energía competitivos.....	36
1.2.4. Aumento de la competencia.....	40
1.2.5. Industria ERNC.....	44
Capítulo III: Regulación de los incentivos para la promoción de las ERNC en Chile.....	49
1. Ley Corta I o Ley N°19.940.....	49
2. Ley Corta II o Ley N°20.018.....	50
3. Ley ERNC o Ley N°20.257.....	52
4. Ley 20/25 o Ley N°20.698.....	54
5. Agenda de Energía y Energía 2050.....	55
6. Ley N°20.936.....	57
Capítulo IV: Propuestas de política pública en materia de energías renovables no convencionales.....	62
1. Reformulación de las bases de licitación.....	62
2. Regulación de la remuneración de los servicios complementarios.....	64
3. Promoción de mecanismos de almacenamiento de energía.....	66

Conclusión.....	69
Bibliografía.....	71

Introducción

Las Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) han sido la gran sorpresa en materia eléctrica del último tiempo. Si en algún momento nuestro país parecía no considerarlas como una solución efectiva a los problemas eléctricos nacionales, hoy la situación ha cambiado drásticamente. Según un estudio realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo y *Bloomberg New Energy Finance*, el año 2016, Chile fue el país con mayor inversión en este tipo de energías de toda Latinoamérica y el Caribe, posicionándonos en el número dos a nivel mundial en esta materia, siendo sólo superados por China.¹ Hasta el mes de junio de 2017, la inversión de nuestro país en ERNC alcanzaba los 18,5 mil millones de dólares.²

La evolución que ha presentado el desarrollo de las energías renovables responde a múltiples variables, todas ellas derivadas del crecimiento económico sostenido de nuestro país y la necesidad de que nuestra matriz eléctrica responda a dicho crecimiento. Su análisis y efecto en el regulador eléctrico serán el objeto de la primera parte de esta tesis, lo que supondrá examinar las variables económicas y sociales que, creemos, fueron relevantes al momento de apostar por las Energías Renovables No Convencionales.

En cuanto a la segunda parte de este trabajo, este consistirá en el estudio de los principales incentivos que se han establecido en nuestra legislación en materia de ERNC, deteniéndonos especialmente en los efectos económicos de los mismos. Este análisis comprende los primeros pasos que nuestro país dio al respecto, a través de las Leyes Corta I y II, y en los que se apuesta por el mecanismo de las licitaciones para la promoción de las ERNC. Además, abordaremos las últimas grandes reformas que se han hecho en el sector eléctrico y que afectan el futuro de las energías renovables, poniendo especial énfasis en la reestructuración del sistema de transmisión nacional que establece la Ley N°20.936.

Finalmente, la última parte de esta tesis tiene como objetivo proponer medidas concretas de políticas públicas para el correcto desarrollo de las energías renovables en Chile. En primer lugar, se recomienda una reformulación de las bases de las licitaciones eléctricas de distribución, en miras a asegurar la continuidad del suministro eléctrico y precios bajos de la electricidad. En segundo lugar, se manifiesta la necesidad de regular las remuneraciones de

¹ Banco Interamericano del Desarrollo y Bloomberg New Energy Finance (2016). *Climatoscope 2016, Análisis de Chile*, [en línea] <http://2016.global-climatescope.org/en/>, [consultado 20 de febrero de 2018].

² Este dato supone la suma de la inversión en ERNC de los años 2016 y 2017. Banco Interamericano del Desarrollo y Bloomberg New Energy Finance (2017) *Climatoscope 2017, Análisis de Chile*, [en línea] <http://global-climatescope.org/en/> [consultado 20 de febrero de 2018].

los servicios complementarios, que como explicaremos, resultan fundamentales para la correcta integración de las energías intermitentes a la matriz eléctrica. Finalmente, se sugiere promover el desarrollo de fuentes de respaldo y de almacenamiento, por cuanto son elementos imprescindibles para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en un contexto de primacía de las renovables.

Capítulo I: Situación Actual de las ERNC en Chile

1. Principales cifras de las ERNC en Chile:

Parece un buen comienzo para esta tesis hacer un análisis retrospectivo de la figura de las ERNC en nuestro país. En este apartado, se mostrarán las principales estadísticas de la situación actual de las ERNC en el mercado eléctrico y en los siguientes, se intentará explicar cómo se llegó a estos números. Ello ha sido, principalmente, a través de un análisis de la política pública escogida para fomentar las ERNC.

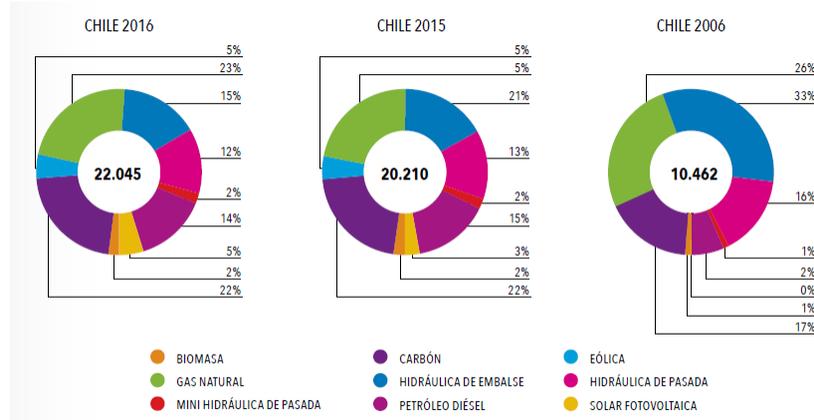
Hasta el mes de diciembre del año 2017 la capacidad instalada de las ERNC ascendía a un 18%, considerando todos los sistemas eléctricos nacionales.³ Esto resulta impresionante si consideramos que al mes de junio de 2007 la capacidad instalada de las mismas era cercana al 3%.⁴ Hasta ese momento, no había un interés por parte del Gobierno, que seguía insistiendo en las energías convencionales, o del sector privado, que estaba cómodo en los hidrocarburos, porque las ERNC se impusieran en el mercado de generación. Esta situación ha cambiado drásticamente, como muestran las cifras que a continuación analizaremos.

El siguiente gráfico nos permite observar como las ERNC han logrado aumentar su capacidad instalada en el mercado nacional, en relación con las energías convencionales, durante los últimos 10 años. Si en el año 2006 la energía eólica era inexistente y la solar fotovoltaica apenas llegaba al 1% de la capacidad instalada, el año 2016 no solo muestra un cambio radical en materia de energía eólica, sino también una tímida aparición de la biomasa, energía con muy buenos pronósticos en nuestro país.

³ Comisión Nacional de Energía (2018). *Reporte Mensual ERNC N° 17*, enero de 2018, p. 5 [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201801.pdf> [consultado 19 de febrero de 2018].

⁴ Comisión Nacional de Energía (2015). *Anuario Estadístico de Energía 2005-2015* [en línea] https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf [consultado: 19 de febrero de 2018].

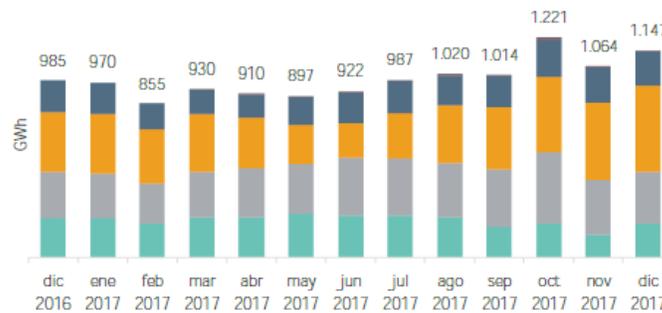
Figura 1-1: Evolución de la capacidad instalada de generación neta 2006-2016



Fuente: CNE, Anuario Estadístico de Energía 2005-2015.

El aumento progresivo y significativo que han tenido las ERNC hasta el día de hoy ha permitido que sus inyecciones sean cada vez más importantes en relación con las generadoras convencionales. Durante el mes de diciembre del año 2017, la inyección de centrales ERNC a la matriz fue de 1.147 GWh, lo que corresponde a un 18% de la generación total de dicho mes.⁵ La siguiente figura nos muestra el aumento sostenido que han mostrado las ERNC en cuanto a generación de energía, lo que va de la mano con el anhelo gubernamental de que las ERNC constituyan el 60% de la generación eléctrica nacional el año 2035, y al menos, un 70% de la misma para el año 2050.⁶

Figura 1-2 Evolución de la generación bruta de energía ERNC



Fuente: CNE, Reporte Mensual ERNC N°17.

Otro punto importante es que en nuestro país se han privilegiado ciertos tipos de ERNC por sobre otros, lo que no es indiferente al momento de estimar sus costos y beneficios en nuestro

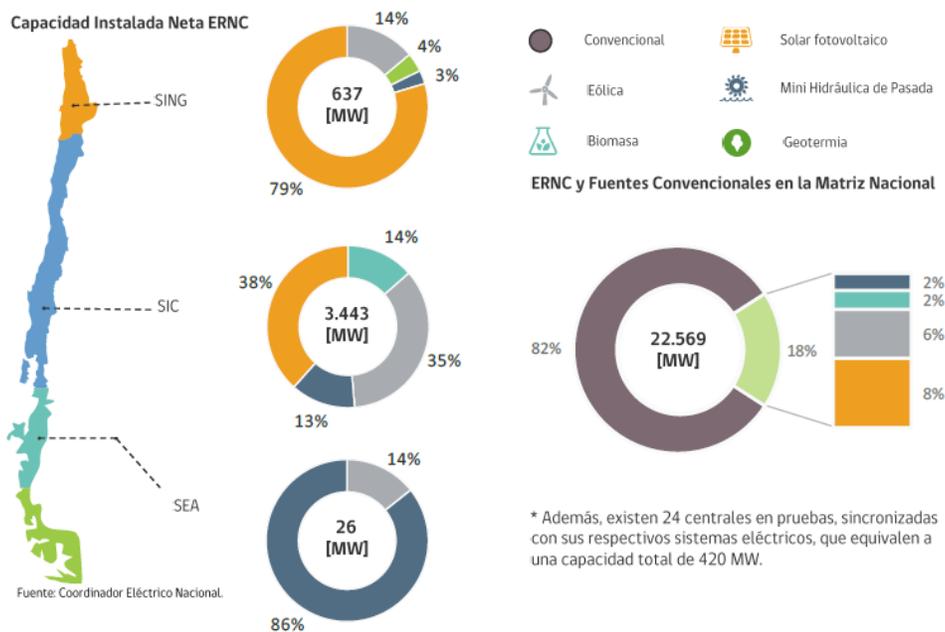
⁵ Comisión Nacional de Energía, Reporte Mensual ERNC N°17, *op. cit.*, p. 6.

⁶ Ministerio de Energía (2015). *Energía 2050, Política energética de Chile* [en línea], <http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf> [consultado 20 de febrero de 2018]

sistema. Así, del 18% final de energía generada proveniente de ERNC, un 42% de ella (481 GWh) es atribuible a la energía solar, un 24,8% (284 GWh) a la energía eólica, un 16,2% (185 GWh) a las centrales minihidráulicas de pasada, un 16,6% (190 GWh) a la energía de la biomasa y un 0,5% (5GWh) a la energía geotérmica.⁷

Para tener una visión más pormenorizada del estado de las ERNC, el siguiente gráfico muestra su capacidad instalada en cada sistema eléctrico (ex SIC, SING, SEA) y la inyección de cada tipo de ERNC a la matriz. Mientras en el norte de nuestro país prevalece la energía solar, en el sur se impone con mucha fuerza la energía proveniente de las centrales minihidráulicas de pasada.

Figura 1-3: Estado ERNC por sistema y tecnología



Fuente: CNE, Reporte Mensual ERNC N°17.

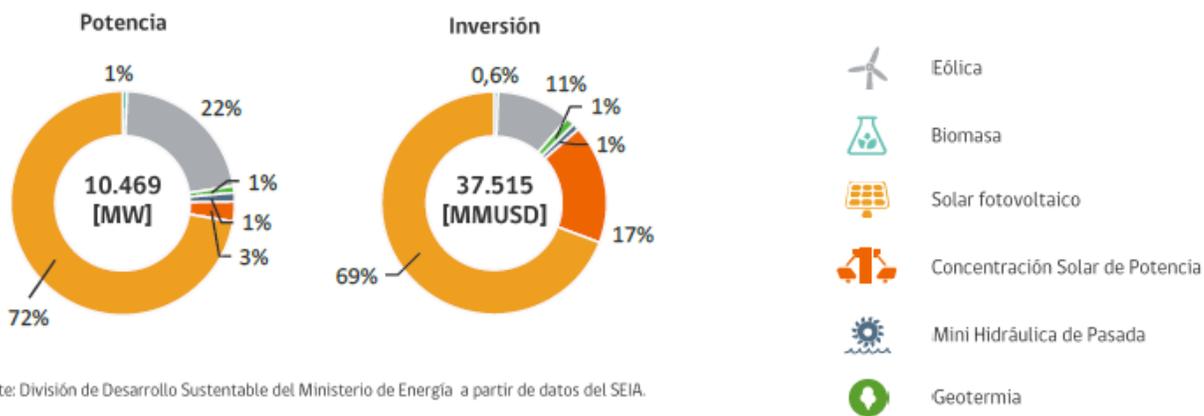
Para finalizar este acápite y con el objetivo de mostrar cual es la visión a futuro respecto de las ERNC, la siguiente figura expone los proyectos ERNC que actualmente se encuentran en etapa de calificación dentro del Servicio de Impacto Ambiental. En suma, son 104 proyectos, que representan un total de 10.469 MW y suponen una inversión de 37.515 MMUSD. Como

⁷ Comisión Nacional de Energía, Reporte Mensual ERNC N°17, *op. cit.*, p. 5.

se podrá observar, la energía solar y eólica representan las ERNC con más proyección, con 62 y 21 proyectos respectivamente.

Figura 1-4: Proyectos ERNC

Distribución de Proyectos ERNC según Potencia e Inversión



Fuente: División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía a partir de datos del SEIA.

Fuente: CNE, Reporte Mensual ERNC N°17.

Capítulo II: Análisis económico de las energías renovables no convencionales

1. Inecuación ERNC: adentrándonos en la mente del *policymaker*:

El objetivo de este apartado es explicitar las variables que el regulador contempló al momento de decidir tomar un giro en la política eléctrica de generación de nuestro país hacia las ERNC. Esto se realizará mediante una inecuación. Ésta no pretende ser una fórmula matemática precisa, sino más bien una herramienta de comparación. En particular, busca mostrar la confrontación entre los eventuales costos y beneficios de la aplicación de una política pública pro ERNC. Esta fórmula no compara dos políticas públicas o una política pública en específico- como sí ocurrirá en la inecuación sobre la licitación- sino que pone de manifiesto las variables sociales y económicas que estaban en juego al momento de optar por las energías limpias.

Por otro lado, esta inecuación nos va a permitir ir explicando la situación del sector eléctrico, y en específico, del mercado de generación eléctrica al momento de optar por una política pública favorable a las ERNC. Es así como esta inecuación viene a ser el punto de partida, tanto de esta tesis, como de las ERNC en Chile.

La inecuación es la siguiente:

$$B (A+S) + IE + P_{ce} + A_c + I_{ERNC} > C (I+O\&M) + CF \{S+C_n\} + P (C_i) + R_{Se}$$

Beneficios

B (A+S): Beneficios ambientales y sociales.

IE: Independencia Energética.

P_{ce}: Precios competitivos de energía.

A_c: Aumento de la competencia en el mercado de generación.

I_{ERNC}: Industria ERNC.

Costos

C (I+O&M): Costos de implementación y mantenimiento.

CF {S+C_n}: Costo fiscal, en subsidios y cambios normativos.

P (C_i): Producción por capacidad instalada o Factor de Planta.

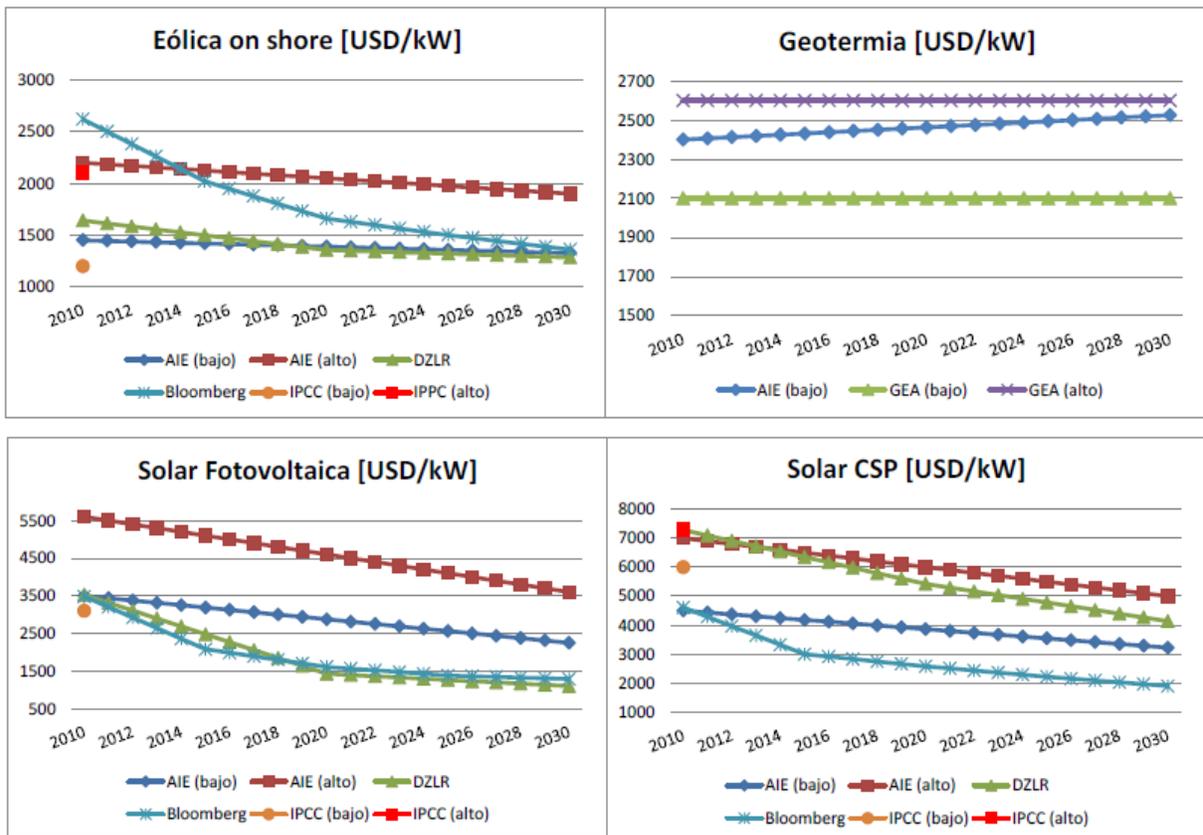
R_{Se}: Reestructuración Sistema Eléctrico.

1.1. Análisis en particular de los costos:

1.1.1. **C {I+O&M} o Costos de implementación y mantenimiento:**

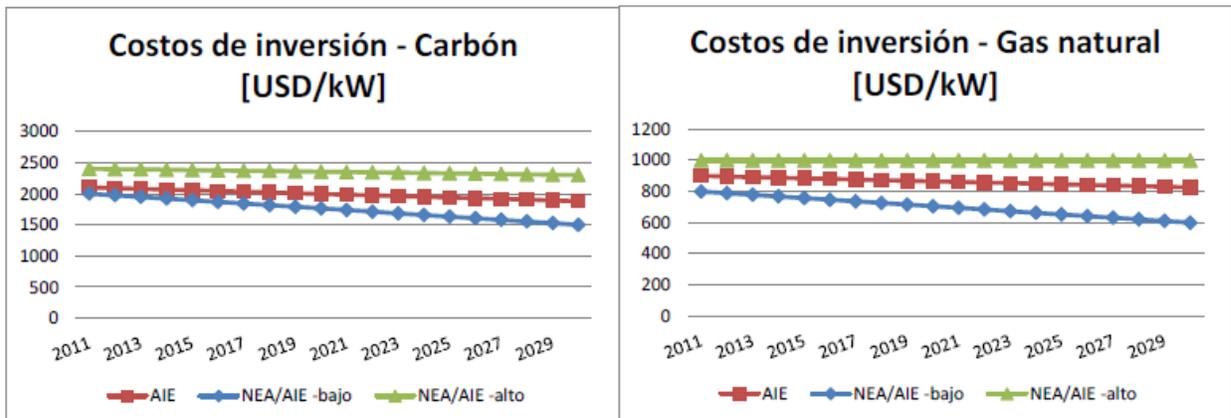
Uno de los datos más conocidos por el público respecto de las ERNC es que son muy caras. Este costo se asocia, principalmente, con la inversión que es necesaria para dar inicio a un proyecto de este tipo de energías. Lo que explica el gran costo hundido inicial que supone una central ERNC es, más que nada, el tipo de tecnología que es necesaria para implementar una central solar o eólica, por ejemplo. Por lo novedoso de este tipo de energías, en relación con los hidrocarburos, su implementación es más cara y por lo mismo, no parece muy atractivo para un inversor o el Estado apostar por ellas. Los siguientes gráficos muestran esta diferencia de inversión inicial: mientras en la Figura 2-1 podemos ver el costo inicial para cuatro distintos tipos de ERNC, en la Figura 2-2 podemos ver este mismo costo inicial, pero ahora en las centrales eléctricas tradicionales.

Figura 2-1: Costos de inversiones para turbinas eólicas *on shore*, geotermia, paneles solares fotovoltaicos y generación solar térmica.



Fuente: Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2011) Informe final sobre la expansión de largo plazo para distintos escenarios de desarrollo de ERNC en el SING.

Figura 2-1: Costos de inversiones para tecnologías en base a carbón y gas natural.



Fuente: Ibíd.

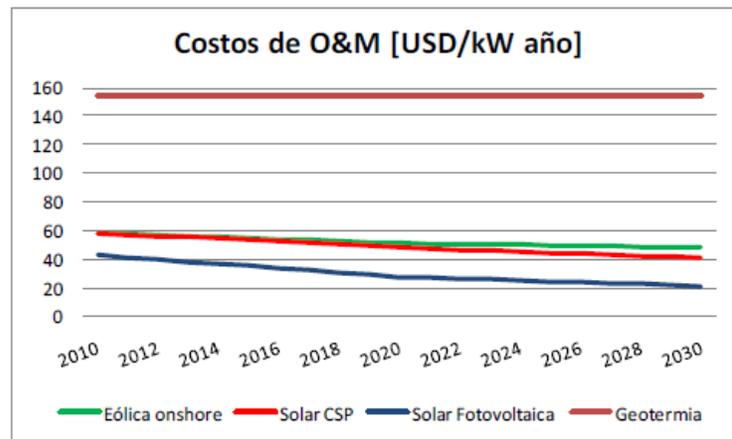
De esta manera, y por lo expuesto en los gráficos, es posible concluir que para el año 2010/2011 no era muy atractivo para el regulador incentivar la entrada de las ERNC, ya que, en términos de inversión inicial, simplemente no podían competir con las convencionales. Si para el año 2011 la implementación de una central a carbón requería de una inversión de 2.000 a 2.500 USD/kW, una planta solar fotovoltaica requería una inversión de casi 5.500 USD/kW. Es decir, más del doble.

Así, las ERNC eran poco competitivas en el mercado eléctrico chileno, por cuanto los altos costos de implementación redundaban en altos precios de la electricidad que, o se transferían al consumidor final de manera forzada (a través de un sistema de tarificación como en países europeos) o simplemente se dejaba a las ERNC en manos del mercado, lo que, por lo ya dicho, simplemente suponía que no existiesen en el mercado de generación.

También es interesante notar que los gráficos hacen una proyección de estos mismos costos hacia el año 2030, proyectando una reducción drástica. Esto es importante en tanto han sido estas proyecciones las que se han usado para calcular los costos de las ERNC que empezarán a funcionar a partir del año 2021, en concordancia con la licitación 15/02, lo que ha generado ciertas inquietudes sobre si se cumplirán o no estas proyecciones y el efecto que eso tendrá en la realización de los proyectos ERNC comprometidos en esta última licitación, situación que se abordará *infra*.

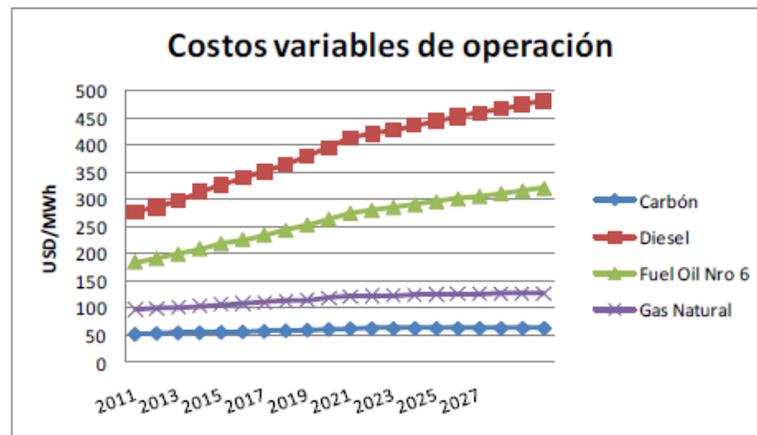
En segundo lugar, lo que diferencia a las centrales ERNC y a las tradicionales, es que estas últimas dependen en gran medida de las energías fósiles, como el carbón, el gas natural, el petróleo o el diésel. Esto último se verá en relación a una de las variables de los beneficios, pero también tienen un efecto en los costos de mantenimiento de cada tipo de central. Las siguientes figuras harán una comparación entre los costos de operación y mantenimiento de cada tipo de energía.

Figura 2-3: Costos de operación y mantenimiento de las ERNC



Fuente: Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2011) Informe final sobre la expansión de largo plazo para distintos escenarios de desarrollo de ERNC en el SING.

Figura 2-4: Costos variables de operación de centrales convencionales, considerando la variación de los combustibles fósiles.



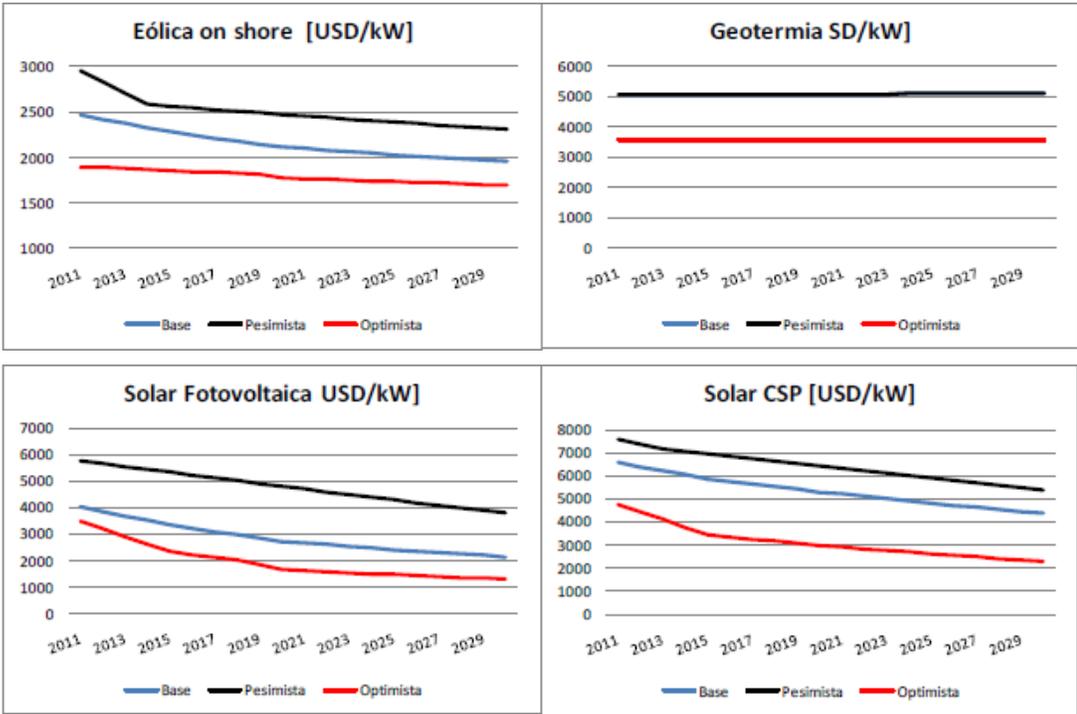
Fuente: Ibíd.

De las figuras es posible concluir que los costos de operación y mantenimiento de las ERNC son menores que los de las convencionales, más que nada porque no están expuestas al

factor, muchas veces volátil, de los recursos fósiles. Estos tienden a ser inciertos en cuanto a su disponibilidad y precio, porque dependen del mercado internacional, lo que influye en los costos de operación, y por ende en el precio de la electricidad.

Sin embargo, aun cuando esto resulta un punto a favor de las energías renovables, sigue siendo invisibilizado por su gran costo de implementación, lo que, como ya se mostró, llega a duplicar el mismo costo en el caso de las centrales convencionales. De acuerdo con un estudio realizado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, incluso en un escenario “optimista”⁸ las ERNC siguen siendo más caras que las energías convencionales en cuanto a inversión.

Figura 2-5: Costos de inversión de ERNC



Fuente: Ibíd.

⁸ Los gráficos expuestos en el acápite de costos han sido construidos con los datos de las siguientes fuentes: “Energy Technology Perspectives 2010, Scenarios & Strategies to 2050”, Agencia Internacional de Energía (IEA), 2010 y “Projected Costs of generating electricity”, Agencia de Energía Nuclear (NEA) y Agencia Internacional de Energía (IEA), 2010. De esta manera, el escenario “optimista” toma en consideración los datos más bajos que proporcionan estas fuentes respecto de los costos proyectados de inversión.

1.1.2 CF {S+Cn} o Costo Fiscal: subsidios y cambios normativos:

Dado que las ERNC no son competitivas en su inicio, es que se hace necesario establecer mecanismos de incentivo, por parte del Estado, para que los privados inviertan en ellas. A nivel nacional y comparado se han utilizado distintas estrategias, entre las que podemos mencionar: la fijación de tarifas, el sistema de cuotas o las subastas. En Chile, y como se verá en su momento, se creó la Ley N°20.257 o Ley de Energías Renovables No Convencionales, que tiene como objetivo incentivar las ERNC a través del mecanismo de licitaciones. Así, el hecho que el Estado tenga necesariamente que involucrarse para el desarrollo de este tipo de energías es un costo que el regulador debe considerar.

Ahora, el costo para el regulador va a depender enormemente del tipo de incentivo que se pretenda aplicar. Revisaremos los tres principales y sus efectos en el desarrollo de las ERNC. En primer lugar, encontramos el sistema de *tarifas especiales o feed-in tariff*, que supone fijar un precio de venta para las energías renovables. Este sistema distingue dos modalidades: el uso de una tarifa fija determinada por cada MWh producido o una prima adicional al valor de la energía de mercado, también por cada MWh producido.

Esta ha sido la fórmula adoptada por los países de la Unión Europea (“UE”) (Alemania, España y Dinamarca) y que ha tenido excelentes resultados en la promoción y desarrollo de las ERNC.⁹ Este sistema tiene dos principales beneficios: por un lado, garantiza certeza a los inversionistas respecto del retorno a esperar, lo que a su vez, hace más fácil el acceso a préstamos, y por otro, es un método de regulación que no discrimina entre los distintos tipos de ERNC, lo que permite el crecimiento de todas ellas.

Sin embargo, este sistema también tiene un importante riesgo: la determinación de la tarifa. Se hace necesario “*evitar la fijación de tarifas muy bajas, que desincentiven la inversión, o tarifas muy altas, que generen una sobreoferta de energías renovables, pagando en exceso a los generadores de ERNC*”.¹⁰ Junto con lo anterior, la tarificación también resulta compleja en relación a quién deberá soportar este sobreprecio de la energía. Si fuese el Estado, entonces este costo podría resultar muy oneroso para el erario e imposible de soportar para los países en vías de desarrollo, que necesitan financiar otros proyectos públicos.

⁹ En Dinamarca, la energía eólica ha experimentado un aumento de 50MW en 1993 a 3000MW en 2004. Lo mismo en Alemania, que ha experimentado un aumento de las ERNC en su matriz eléctrica, pasando de 3,1% en 1991 a un 16, 9% en 2006.

¹⁰ SAUMA, Enzo (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile, Centro de Políticas Públicas UC, Temas de la Agenda Pública, Año 7, Serie N°52, Santiago, p. 15.

Así, por ejemplo, el año 2012, los países miembros de la Unión Europea invirtieron más de 41.000 millones de euros por concepto de tarificación.¹¹ Por otro lado, si los llamados a soportar este costo fuesen los consumidores finales, entonces el sistema puede terminar por encarecer demasiado las cuentas de la electricidad, lo que entorpece el fin primordial de la electricidad, ser una herramienta y no una carga para el desarrollo humano.

El segundo mecanismo es el de las *cuotas*. En este sistema, el Estado fija un “*porcentaje mínimo de energía a través de fuentes renovables-aplicado sobre la cantidad de energía vendida- y fija multas por el incumplimiento de las cuotas*”.¹² Debido a que el Estado solo establece una cuota y son los privados los encargados de cumplir con ellas, el costo que representa para estos últimos cumplirla es traspasado a los consumidores finales. Este mecanismo se complementa con los certificados transables, que permite el comercio de energía renovable, entre generadoras. Este sistema es utilizado en Estados Unidos, India, Inglaterra, Australia, entre otros. Chile también estableció una cuota variable en la Ley N° 20.257, la que será abordada más adelante.

Finalmente, el sistema *de subastas o licitaciones* supone “*que se licite una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menor costo) entre un conjunto de oferentes de energías renovables*”.¹³ Este mecanismo conlleva que el Estado fije una cantidad de energía renovable necesaria de ser inyectada al sistema, licitando su generación entre distintas empresas generadoras de ERNC, que ofertarán un precio en específico, utilizando una determinada tecnología. Siempre ganará quien oferte el menor precio. Esta fórmula ha sido utilizada en países como China, Brasil y Perú. Además, este sistema ha sido utilizado en nuestro país, con muy buenos resultados en materia de ERNC.

En conclusión, podemos observar que el costo para el Estado será variable en relación con el mecanismo de incentivo que se decida utilizar. Si se opta por un sistema de tarificación de precios, el costo será mucho más alto que si solo se limita a establecer una cuota y fiscalizar su incumplimiento, o se decide licitar bloques de energía, encargándose simplemente de la realización de la subasta. Sin embargo, el costo fiscal nunca es cero. Las ERNC requieren de intervención estatal, por muy variable que ésta sea. Las energías convencionales, por el

¹¹ PICA, Andrés y SAUMA, Enzo (2015). *Los desafíos de la utilización de las energías renovables no convencionales intermitentes*, Centro de Políticas Públicas UC, Temas de la Agenda Pública, N°81, Santiago, p. 2.

¹² SAUMA, *op. cit.*, p. 7.

¹³ *Ibíd.*

contrario, apenas necesitan de apoyo estatal, lo que representa una variable importante para el regulador que deberá tomar una decisión en materia energética.

1.1.3 P (Ci) o Producción por capacidad instalada o Factor de Planta:

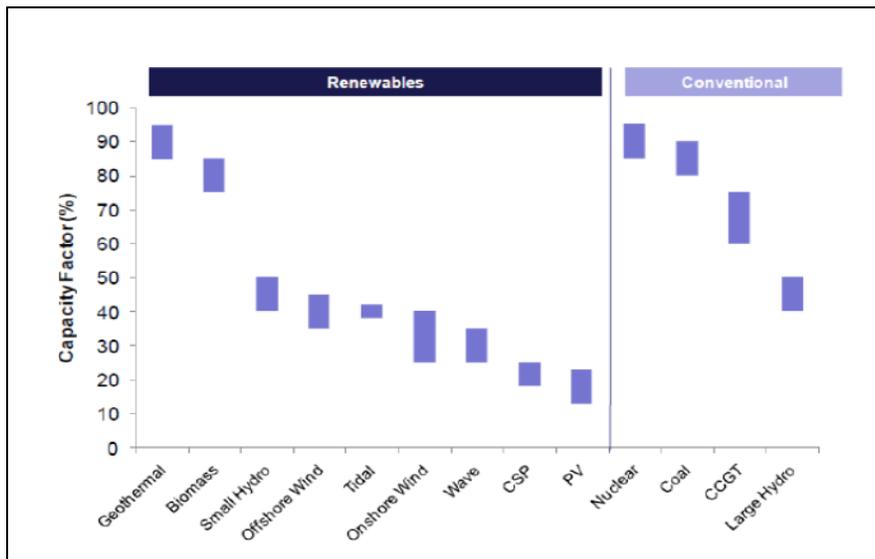
El Factor de Planta es el “*indicador que relaciona la cantidad de energía producida por una central dividida [por] su máxima capacidad de producción. En palabras simples, el factor de planta indica la fracción de tiempo en que la planta está operativa durante el año*”.¹⁴

En términos matemáticos el factor de planta es:

$$\frac{\text{Energía generada}}{\text{Máxima capacidad de producción}}$$

Ahora, el factor de planta se torna un tema importante en materia de ERNC ya que el porcentaje de estas es significativamente menor al de las centrales convencionales. En la siguiente figura se muestran los distintos porcentajes del factor de planta de cada tipo de ERNC y se los compara con el de las energías convencionales.

Figura 2-6: Factores de planta de ERNC y convencionales



Fuente: Ahlers y Arellano (2010) Estudio de tecnologías de generación.

¹⁴ *Ibíd.*, p. 5.

Se puede observar en la figura que la diferencia no es menor. Esta desigualdad se explica en la naturaleza misma de las ERNC, su gran disimilitud con las energías convencionales radica en que, mientras las primeras dependen totalmente de recursos naturales intermitentes, las segundas dependen de recursos fósiles con los que se cuenta de antemano. Así, la cantidad de energía que una planta ERNC producirá –especialmente solar y eólica- será siempre menor en comparación a las opciones convencionales.¹⁵

En resumidas cuentas, el factor de planta nos permite ilustrar cuanto es capaz de producir una central, sea de ERNC o convencional, pero lo que explica los bajos números de las primeras es precisamente su fuente variable e incierta, que determina el problema de la intermitencia propio de las ERNC. No es posible contar con ellas siempre y eso supone un costo.

Esto vale tanto para los posibles inversionistas como para el *policymaker*. Para los primeros, en tanto repercute en que las centrales ERNC sean menos competitivas que las convencionales. Si una central solar o eólica produce menos energía que una convencional, o solo lo puede hacer durante cierto lapso de tiempo, entonces parece menos atractiva que una central a carbón, que puede producir siempre y a toda hora.¹⁶ Esto no solo repercute en las posibilidades de alcanzar el mejor precio en el mercado spot, -inyectando energía cuando esté alto- sino también en la oportunidad de contratar con clientes libres que necesitan seguridad respecto del suministro.

Respecto del regulador eléctrico, esta característica de las ERNC entra en directo enfrentamiento con una de las máximas más importantes del sector: la seguridad del suministro. Es su obligación asegurar un suministro continuo y permanente de electricidad a la población, lo que parece un desafío importante si se decide apostar por las ERNC.

1.1.4 Reestructuración del Sistema Eléctrico:

La variable que se analizará a continuación tiene como antecedente el dilema del factor de planta y la intermitencia que afecta a las ERNC, por cuanto una mayor inyección de energías renovables al sistema, y en especial de tipo eólica y solar –como ha sido la tónica nacional- supone la necesidad de tomar resguardos en relación al sistema eléctrico en su conjunto, con el fin de evitar fallas y mayores costos en su funcionamiento.

¹⁵ Con excepción de la energía proveniente de la biomasa y de la geotermia, que tienen un factor de planta de casi 90%.

¹⁶ Esta suposición es cierta en principio, ya que hay costos asociados con el funcionamiento de las centrales convencionales, que se toman en consideración al momento de decidir si inyectar energía al sistema o no.

Esta característica intrínseca a las ERNC es un costo a considerar, por cuanto hace necesarios cambios estructurales en el funcionamiento del sistema eléctrico actual, ya sea por el regulador o los privados. Se revisarán cada una de las medidas necesarias a adoptar:

(i) Necesidad de respaldo:

Debido a la intermitencia del funcionamiento de las ERNC, ya explicado en el apartado anterior, se hace necesario contar con centrales de respaldo que puedan inyectar energía al sistema en aquellos momentos en que las centrales ERNC no puedan hacer frente a la demanda. Esto se torna un problema más serio en la medida que las energías renovables comienzan a tener un impacto mayor en el mercado de generación, porque si bien es cierto que es necesario el respaldo, mientras la inyección de tipo convencional siga siendo de un 80%, las ERNC no constituyen un problema. Sin embargo, si la meta del gobierno, para el año 2050, es que el 70% de la electricidad producida provenga de ERNC, el tema de las centrales de respaldo debe ser abordado muy seriamente.

Si bien es verdad que todo sistema eléctrico está preparado para emergencias, la progresiva inclusión de las ERNC en la estructura actual de generación produce un desfase que ella misma no está organizada para soportar, lo que puede derivar en fallas del sistema que afecten el suministro eléctrico. Esto se produce, en palabras simples, debido *“a que al contar con un mayor número de centrales intermitentes, se dificulta el equilibrio necesario entre electricidad producida y consumida. Pequeñas desviaciones en el equilibrio perfecto pueden causar variaciones en la frecuencia de electricidad de corriente alterna, lo que afecta la estabilidad del sistema”*.¹⁷

Además, es necesario considerar la variable de la diferencia. Esto significa que el sistema de respaldo necesario para cada tipo de ERNC es distinto, en tanto cada tipo de energía renovable tiene diferencias intrínsecas. *“Así, mientras la generación a partir de paneles solares fotovoltaicos es oscilante, pero predecible y con variaciones paulatinas, la energía eólica es muy poco predecible y con variaciones abruptas, diferencias que se explican por la fuente misma de la energía.”*¹⁸ De esta manera, como la energía de respaldo requerida es distinta según el tipo de ERNC, el diseño del sistema de contingencias se complejiza, por lo que es necesario considerar esta variable.

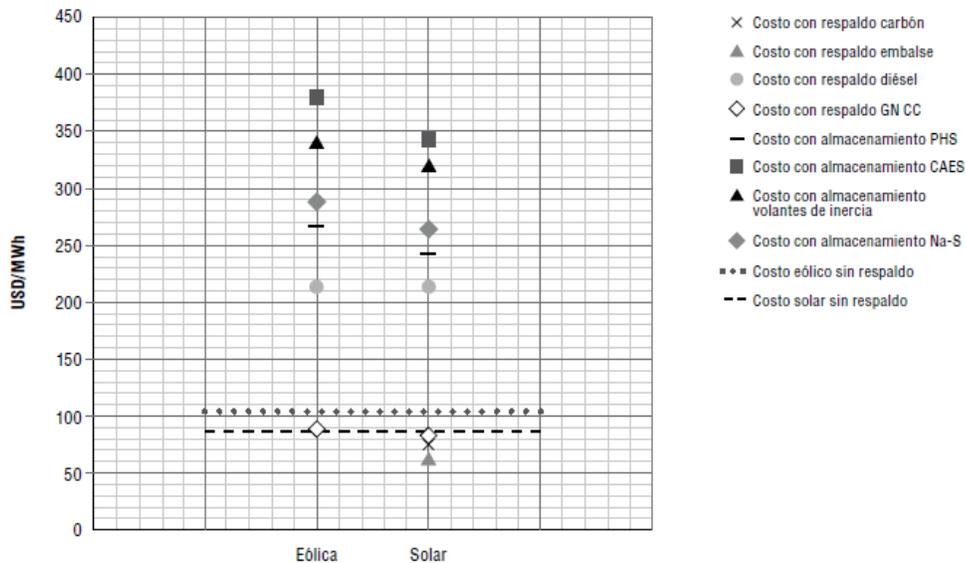
¹⁷ PICA Y SAUMA, *op. cit.*, p. 7.

¹⁸ *Ibíd.*

En cuanto a opciones de respaldo, la principal de ellas sigue siendo la de las centrales de generación convencional. Sin embargo, los costos asociados a cada una son distintos. Las mejores alternativas son las centrales a diésel o a gas natural, ya que tienen la capacidad de responder rápidamente en caso de existir una falla en el sistema.¹⁹ El problema es que, en el caso de las centrales a diésel, tienen un muy alto costo de operación, y las centrales a gas natural deben estar operando a mínima o mediana capacidad para responder oportunamente.²⁰

El tema central del respaldo es el costo, tanto de la energía como de cambiar un sistema eléctrico en el que hasta ahora las centrales convencionales han sido la figura estrella. En cuanto a los costos de la electricidad, serán variables en relación a qué tanta previsión se tome respecto del respaldo y qué sistema de respaldo se utilice. El siguiente gráfico muestra la variación del costo de la energía en función de la energía de respaldo que se utilice.

Figura 2-8: Costos de la energía de respaldo



Fuente: SAUMA y Pica (2015) Los desafíos de la utilización de las energías renovables no convencionales intermitentes.

La figura muestra que el método más barato de respaldo para las centrales eólicas es el Gas Natural en Ciclo Combinado (GNCC). Sin embargo, para las centrales solares, más predecibles, también es factible el apoyo en centrales de GNCC, carbón u hidroeléctricas de embalse. Sin embargo, para que estas opciones sean viables es necesaria una

¹⁹ En el caso de las plantas solares fotovoltaicas, que son más predecibles, también es posible el uso de las centrales de generación a carbón o las centrales hidroeléctricas de embalse, lo que disminuye los costos asociados a respaldo.

²⁰ PICA y SAUMA, *op. cit.*, p. 8.

reestructuración en el manejo del sistema eléctrico con ERNC, ya que de lo contrario la opción más rápida es el diésel, alternativa que eleva el costo a más del doble.

Surge también la interrogante sobre quién deberá soportar el mayor costo de la energía, porque, como se puede apreciar de la figura 2-6, las ERNC suelen ser bastante más baratas que las convencionales, pero solo considerándolas en sí mismas. Entonces, surge el problema de que no existe ningún incentivo para las centrales de ERNC en contar con centrales convencionales para asegurar su respaldo, por cuanto es un costo adicional que se aleja de su funcionamiento propio.

Además, las centrales convencionales tampoco tienen un incentivo para funcionar como respaldo, con excepción de las centrales a diésel, ya que no logran cubrir sus costos de operación solo con los precios de respaldo. De esta manera, y en último caso, serán los consumidores los encargados de hacer frente a este déficit, lo que se explica por el funcionamiento del mercado spot.

Por otro lado, existe un tema relevante en relación con las centrales convencionales que funcionarían como respaldo. Si su único negocio fuera la venta de energía de respaldo, que entendemos vale menos que la energía producida por ellas en un contexto sin ERNC, ¿qué incentivo existe para que se construyan esas centrales? Deja de ser un negocio rentable, por cuanto se hace más difícil pagar los costos de implementación, operación y mantenimiento de dichas centrales, lo que afecta la necesidad misma de que existan para funcionar como apoyo.

Así las cosas, el regulador eléctrico que busca dar un giro en la política eléctrica nacional hacia las ERNC debe necesariamente considerar como un costo la necesidad de reestructurar el sistema eléctrico, en relación con las necesidades propias de las ERNC y el nuevo rol que deberían tomar las centrales convencionales.

(ii) Mercado de servicios complementarios ERNC:

Otra opción para el problema de la intermitencia y la seguridad del sistema es la creación e implementación de un buen mercado de servicios complementarios, destinado a las ERNC. Para entender qué es un mercado de servicios complementarios (“SSCC”), hay que comenzar por entender que la generación no supone solo un producto - la energía- sino que la manera y condiciones en que esa energía es entregada también es un producto del mercado de generación.

Se puede utilizar una analogía para explicar el concepto: *“Así como para viajar la mejor alternativa no depende solo del costo, sino que también de la distancia a recorrer (entre otros), por lo que en ciertas condiciones lo mejor es el avión, en otras el barco y en otros casos a pie. Lo mismo sucede en lo que respecta a la generación de electricidad, dado que los requerimientos de potencia no solo varían de hora a hora; puede requerirse un respaldo rápido que parta en menos de un minuto, pero que opere solo por 10 minutos. Alternativamente se puede requerir un respaldo para 30 minutos más y que se mantenga por 2 horas”*.²¹ Así, lo relevante no es solo que haya energía disponible, sino que la forma en que ésta se entrega también forma parte del producto. De esa manera, existen distintos servicios complementarios: agendamiento del despacho, control de frecuencia, control de voltaje, control de desbalances de energía, provisión de reserva en giro, etc.²²

Estos servicios complementarios hacen que la energía se entregue de la mejor manera en relación a cómo es necesitada, lo que refuerza el servicio de generación. Es tanta su importancia que se le considera un mercado independiente de la creación de energía. Actualmente, existe un mercado de servicios complementarios, regulado en el Decreto N° 130 del 1 de diciembre de 2012 del Ministerio de Energía, que “Aprueba reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos”. Sin embargo, este marco regulatorio no está diseñado para hacer frente a las necesidades de un sistema con ERNC.

Así, se hace necesario que éste se adecúe en orden a mantener estable el sistema eléctrico, a medida que vayan ingresando las ERNC. Por ejemplo, en cuanto a la energía eólica, se requiere mantener márgenes adecuados de reserva, o sea de centrales que puedan producir inmediatamente en caso de que aumente la demanda del sistema y las centrales eólicas no puedan responder a ella. Para esto, alguien debe monitorear y regular esa reserva, lo que constituye un servicio complementario. En el caso de las centrales solares, resulta imprescindible programar de antemano una generación que opere cuando las centrales solares no lo estén haciendo, lo que supone una organización previa, que constituye también un servicio complementario.

(iii) Problemas de transmisión:

²¹ PICA y SAUMA, *op. cit.*, p. 13.

²² *Ibíd.*

Hasta antes de la entrada en vigor de la Ley N°20. 936, que “establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, uno de los principales problemas de la inclusión de las ERNC en nuestra matriz guardaba relación con el mercado de transmisión. Por un lado, las pequeñas centrales de energías renovables debían asumir el costo de las líneas de transmisión necesarias para conectarse a la red, y por otro, solventar el pago por el uso de los sistemas de transmisión.

Ambos temas han sido tratados y modificados por la Ley señalada, razón por la cual se ahondará más sobre este punto en el tercer capítulo de esta tesis. Sin embargo, era importante hacer su referencia dentro de los costos, ya que el cambio legislativo en comento es bastante reciente, y hasta el año pasado los desafíos en materia de transmisión eran una de las principales barreras para las ERNC.

Para concluir este apartado, podemos decir que el mercado eléctrico debe repensarse si queremos incluir a las ERNC. Eso no significa que no sean viables, sino todo lo contrario, pero sí supone un costo que actualmente el sistema no contempla, lo que debe ser sopesado al momento de aplicar una política pública pro ERNC.

1.2 Análisis en particular de los beneficios:

1.2.1 **B (A+S) o Beneficios ambientales y sociales:**

(i) Beneficios ambientales:

No es ninguna novedad que el auge de las energías renovables no convencionales vino de la mano con el combate por el cambio climático. Esto, porque cualquier mercado que funcione en base a la combustión de recursos fósiles genera importantes cantidades de gases de invernadero, que son la principal causa del calentamiento global. En Chile, para el año 2013, “*las emisiones de gases de efecto invernadero (excluyendo FOLU) fueron de 109.908,8 Gg CO₂ eq, incrementándose en un 113,4 % desde 1990 y en un 19,3 % desde el 2010. El principal GEI emitido fue el CO₂ (78,4 %), seguido del CH₄ (10,7 %), N₂ O (10,0 %), y los Gases fluorados (0,9 %).*”²³

Ahora bien, los sectores que más contribuyen a estas emisiones a nivel nacional son el mercado eléctrico, el transporte, la industria manufacturera, la construcción y el sector minero.

²³ Ministerio del Medio Ambiente (2016). *Segundo Informe Bienal de actualización de Chile sobre el cambio climático*, Santiago, p. 16.

En relación al primero, sigue siendo el principal emisor de GEI a nivel nacional, con un porcentaje del 77,4%. Este porcentaje no ha hecho sino aumentar: para el 2013, las emisiones de GEI del sector contabilizaron 85.075,4 Gg CO₂ eq., incrementándose en un 156,1 % desde 1990 y un 22,5 % desde el 2010. La principal causa es *“el aumento del consumo energético del país, incluyendo el consumo de carbón mineral y de gas natural para la generación eléctrica, así como el consumo de combustibles líquidos para transporte terrestre, mayormente diésel y gasolina”*.²⁴

Por esa misma razón, dentro de los subsectores del mercado eléctrico, la generación representa el 45,3% de las emisiones de GEI a nivel nacional. Con estos duros datos no es difícil concluir que, si como país queremos innovar de alguna manera para contribuir al problema del cambio climático, el eje debe estar puesto en el sector de generación eléctrica, lo que forzosamente nos lleva a las Energías Renovables No Convencionales. Ellas permiten reducir efectivamente los niveles de GEI, tal como lo muestra la experiencia comparada. En Alemania, por ejemplo, en 2012 se logró reducir en un 25,5% las emisiones de GEI a través del uso de ERNC, y se planea hacerlo en un 40% para el año 2020 y en un 80-95% para el año 2050.²⁵

El tema de las emisiones de GEI se ha planteado como una externalidad negativa de las centrales convencionales, que, de ser calculada en términos de costos, termina por hacer a las opciones fósiles aún más caras que las ERNC. En Chile, se calculó cuánto se ahorraría en términos de gases invernadero con una mayor penetración de las ERNC en el mercado eléctrico y se tradujo ese ahorro en millones en dólares para cuantificar así el valor de la contaminación de las convencionales.

Se concluyó que la inclusión de las ERNC generaría un ahorro de más de 83 millones de toneladas de CO₂ durante el período que media entre el año 2013 y el 2028.²⁶ A su vez, esta externalidad negativa *“fue valorada a un precio conservador de US\$ 9,87 por tonelada de CO₂ equivalente, en función de las tendencias regulatorias y situación actual de los mercados que transan reducciones de emisiones certificadas en aquellos países que han asumido compromisos oficiales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.”*²⁷ La

²⁴ *Ibíd.*, p. 18.

²⁵ GARCÍA CABRERA, Daniel (2013). *La transición energética de Alemania y su impacto en la Unión Europea: implicaciones para la seguridad energética del proceso de descarbonización económica*, Cuadernos de Investigación, Universidad Complutense de Madrid, p. 24.

²⁶ Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) (2013) *Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile*, Santiago, p. 12.

²⁷ *Ibíd.*, p. 15.

siguiente tabla muestra los resultados en términos de costos del sistema actual y de beneficio con la inclusión de las ERNC.

Figura 2-9: Resultados de la cuantificación de la disminución de gases invernadero por inclusión de las ERNC

VALOR PRESENTE 2013-2028, tasa de descuento 10%			Millones de US\$
Escenario	SIC	SING	País
BASE	1.512	1.448	2.960
ERNC	1.325	1.363	2.688
Costo / Beneficio neto ERNC vs. Base	187	85	272

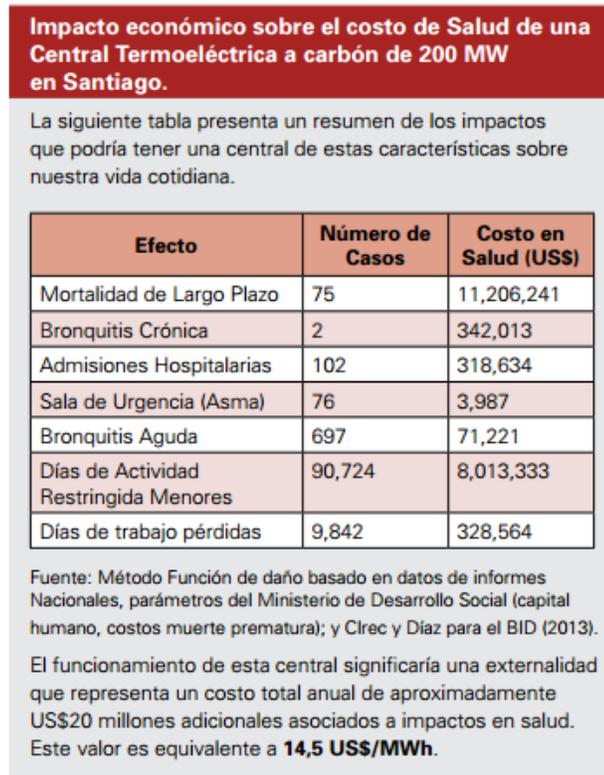
Fuente: Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) (2013) Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile.

Por otro lado, también se ha estudiado el efecto que tienen las ERNC en relación a las emisiones locales, como lo serían el material particulado PM 10 y 2.5, SOx, NOx, Ozono, entre otros. Resultan muy interesantes el PM 10 y 2,5, por cuanto sus efectos en la salud de la población están especialmente estudiados, lo que es de mucha importancia en nuestro país y en particular en la Región Metropolitana. Se estimó que el escenario actual -sin ERNC- produce un 15% más de material articulado 2,5 que el escenario de inclusión de las ERNC, considerando un período de 15 años. En este escenario, se ahorrarían casi 9.000 toneladas de emisiones MP 2,5.²⁸

Resulta extremadamente interesante el escenario hipotético provisto en el Reporte Anual del año 2013 sobre los Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile, que incluyó el cálculo de los costos de las externalidades de una central termoeléctrica en relación a las emisiones locales. Lo interesante de esta hipótesis es el cálculo del costo que una central convencional tiene en materia de salud, principalmente en casos de problemas respiratorios, tan comunes en la capital. La figura siguiente representa un resumen.

²⁸ Ibíd.

Figura 2-10: Ejercicio hipotético de costos por emisiones locales



Fuente: Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) (2013) Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile.

En conclusión, se puede afirmar que el beneficio de las ERNC en materia medioambiental es innegable. Contribuyen en metas globales tan importantes como el cambio climático.²⁹ Sin embargo, esta utilidad tiende a ser invisibilizada por el regulador al momento de apostar por una política pública pro ERNC. Ante la dificultad de representar en términos de costos el sacrificio medioambiental que significan las centrales convencionales, principalmente porque los sufrimos todos y nadie a la vez, no se había contabilizado su importancia. Hoy sabemos lo importante que en una política pública tome en consideración la variable medioambiental, razón por la cual las ERNC se alzan como la mejor opción para nuestra política energética actual.

(ii) Beneficios sociales:

²⁹ Metas que se han concretado en tratados internacionales como el Acuerdo de París, ratificado en el año 2017 por nuestro país, y que tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura en 2° Celsius.

Son múltiples y extremadamente variados. Ya se vio en el apartado anterior cómo la inclusión de las ERNC en el mercado de generación eléctrica genera externalidades positivas en materia de salud. Además de eso, podemos observar beneficios en relación a la disminución de conflictos socioambientales y al aumento de puestos de trabajo por la creación de un nuevo mercado laboral.

a) Disminución de los conflictos socioambientales:

Durante los últimos 10 años la conflictividad social ha aumentado exponencialmente y uno de los sectores que más la ha generado ha sido el eléctrico. De acuerdo con el Mapa de Conflictos Socio ambientales del año 2015, elaborado por el Instituto Nacional de Derechos Humanos, 43 de los 102 conflictos encontrados corresponden al área de la energía y en particular al sector de generación. No son desconocidos para nuestros Tribunales ni para la prensa nacional los proyectos de Punta Alcalde, HidroAysén, Alto Maipo, Rio Cuervo, Isla Riesco, Castilla, Los Robles, entre otros, cuyo denominador común es el importante descontento que han generado en la población local.

De acuerdo a lo señalado por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, en noviembre de 2011, lo que explicaría este descontento es *“la percepción de la sociedad según la cual los estándares sociales y ambientales de los proyectos del sector no son los adecuados y en la preocupación de la sociedad por la protección del medio ambiente y los impactos sociales del desarrollo eléctrico”*.³⁰ De esa manera, lo que preocupa a la ciudadanía es el impacto que tendrán los proyectos en sus vidas y en el medioambiente que los rodea a mediano y largo plazo. Aun cuando en opinión de la profesora Pilar Moraga, la conflictividad es transversal a todo tipo de energías, sean renovables o no renovables³¹, la verdad es que en nuestro país los conflictos están asociados, principalmente, a megaproyectos hidroeléctricos y de termoeléctricas a carbón.³²

Esto se explica, generalmente, por la magnitud de los proyectos, que tienen un impacto medioambiental mayor y en los que la participación ciudadana es escasa o no considerada por los inversores o el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. En un proyecto con las características de HidroAysén o Alto Maipo, es imposible hacer parte a la comunidad de

³⁰ MORAGA, Pilar (2012). *Las razones de la conflictividad del sector eléctrico: el caso de la consulta indígena*, Anuario de Derecho Público UDP, p. 376.

³¹ Recordar, por ejemplo, los problemas con las comunidades locales que se generaron a raíz de los proyectos de geotermia en el Tatio o de energía eólica en Chiloé.

³² MORAGA, *op. cit.*, p. 377.

manera tal que se involucren con el proyecto, lo que, sumado al impacto ambiental, genera un rechazo difícil de superar. Esto es algo que puede cambiar drásticamente con los proyectos de energía renovable, ya que no solo tienen un impacto ambiental menor, sino que pueden ser impulsados por las mismas comunidades locales.

Esta ha sido la experiencia en Alemania, país que tuvo como eje principal de su “Energiewende” -o transición energética-, la participación ciudadana. Uno de sus postulados esenciales fue que las comunidades invirtieran en proyectos eléctricos, para de esa manera hacerlos parte del cambio y de los beneficios asociados. Reduce el nivel de rechazo a los nuevos proyectos, disminuyendo los conflictos socios ambientales. Desde los inicios de la Energiewende en Alemania han surgido cientos de cooperativas energéticas, es decir, ciudadanos que se unen para invertir colectivamente en energías y, crecientemente, en eficiencia energética”.³³ El siguiente gráfico muestra cómo han aumentado estas cooperativas con la Energiewende.

Figura 2-11: Cooperativas energética en Alemania años 2001-2013



Fuente: MORRIS, Chris y PEHNT, Martin. (2012) La transición energética alemana. La Energiewende alemana.

Estas cooperativas han logrado conseguir más de 1.2 mil millones de euros en inversión en energías renovables, financiamiento que tiene su explicación en los altos niveles de

³³ MORRIS, Chris y PEHNT, Martin. (2012). *La transición energética alemana. La Energiewende alemana*, Proyecto de la Fundación Heinrich Böll, Santiago, p. 9.

confiabilidad asociados a estos proyectos.³⁴ Lo mismo ha sucedido en Dinamarca, país en el que las cooperativas son responsables de casi el 90% de la energía eólica producida. Allí, a tan solo diez años desde el inicio del boom ERNC, las comunidades que han impulsado estos proyectos no solo han recuperado su inversión, sino que han sido capaces de generar utilidades anuales de casi un 7% de su inversión inicial.³⁵

Tanto la experiencia alemana como la danesa permiten concluir que es necesaria la participación comunitaria en cualquier propósito de reforma. No solo otorga un componente más para asegurar el éxito del cambio, sino que también incentiva la inversión del sector privado, pues otorga un nivel de confiabilidad y estabilidad a las iniciativas que proyectos como HidroAysén y Castilla no han podido proporcionar.

En resumidas cuentas, hoy nuestro país tiene una alta tasa de conflictos sociales derivados de temas eléctricos, principalmente relacionados con proyectos de generación convencional de gran envergadura. Las ERNC presentan una solución efectiva a esta disyuntiva, en tanto no solo atacan una de las primeras causas de la conflictividad, que es el impacto ambiental, sino que además permiten que la comunidad cree y se beneficie de proyectos de energía renovable, disminuyendo así los índices de conflictos, y permitiendo la inversión y el crecimiento de las energías renovables. Es un círculo perfecto que el regulador no puede desatender como beneficio de una política pública proclive a las ERNC.

b) Aumento de puestos de trabajo:

Uno de los beneficios asociados a la inclusión de las ERNC al mercado de generación es el potencial que tienen de crear numerosos y estables puestos de trabajo. Respecto a este tema, ya para el año 2016 se han creado casi 8.3 millones de nuevos trabajos originados en las energías renovables.³⁶⁻³⁷ De acuerdo con el análisis llevado a cabo por la Agencia Internacional de Energías Renovables (“IRENA”), los empleos generados por las ERNC deberían llegar a los 24 millones para el año 2030.³⁸

³⁴ *Ibíd.* p. 35.

³⁵ IRENA (2017). *Accelerating the Energy Transition through Innovation, a working paper based on global Remap analysis*, International Energy Renewable Agency, Abu Dhabi, p. 32.

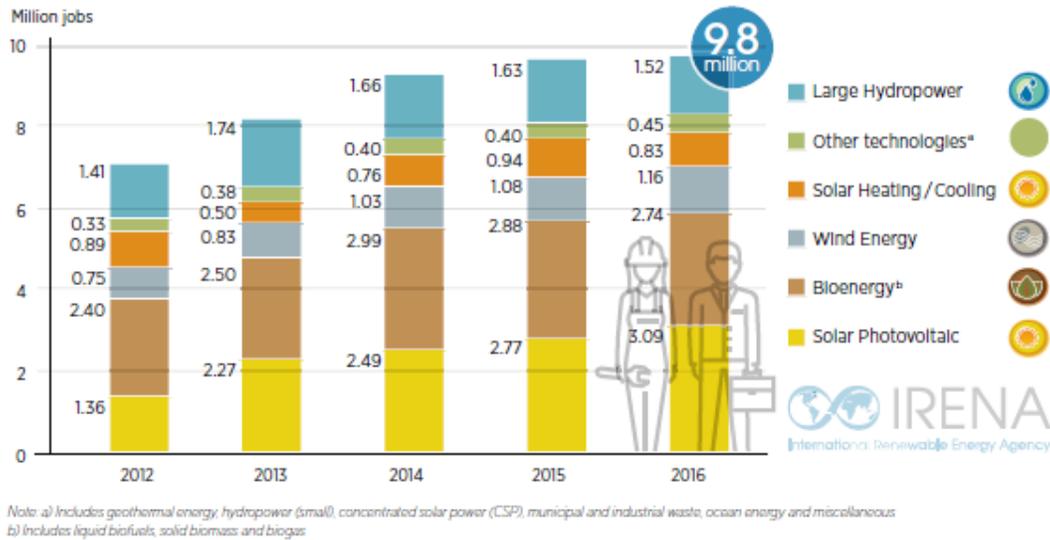
³⁶ IRENA (2017). *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 3.

³⁷ A esta suma se le han restado los empleos provenientes de la energía hidráulica, que no es considerada una ERNC, pero sí una energía renovable propiamente tal.

³⁸ IRENA (2017). *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2017*, *op. cit.*, p. 20.

A nivel mundial, los países que llevan la delantera en esta materia son China (con 3.64 millones de empleos creados), Brasil (con 876 mil), Estados Unidos (777 mil), India (385 mil), Alemania (334 mil) y Japón (313 mil).³⁹ El siguiente gráfico muestra el impacto que cada tipo de energía renovable ha tenido en la creación de empleos desde el año 2012 al año 2016, siendo la energía solar Foto Voltaica (“FV”) la que más contribuye en esta materia, con más 3.1 millones de empleos creados.

Figura 2-12: Empleo global en energías renovables años 2012-2016



Fuente: IRENA (2017), Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2017.

Si comparamos las energías convencionales con las renovables, estas últimas producen más empleos que las primeras. Por ejemplo, la energía solar FV crea dos veces más puestos de trabajo por unidad de electricidad producida que la energía proveniente del carbón o del gas natural.⁴⁰ Es más, durante el año 2016, las energías convencionales, con especial énfasis en la proveniente del carbón, han experimentado importantes pérdidas en materia de empleos en países como China, India, Estados Unidos, Alemania, entre otros.⁴¹

En Alemania, por citar un ejemplo, las energías renovables producen más del doble de empleos que las minas de carbón y otros combustibles fósiles convencionales.⁴² El siguiente

³⁹ *Ibíd.*, p. 12.

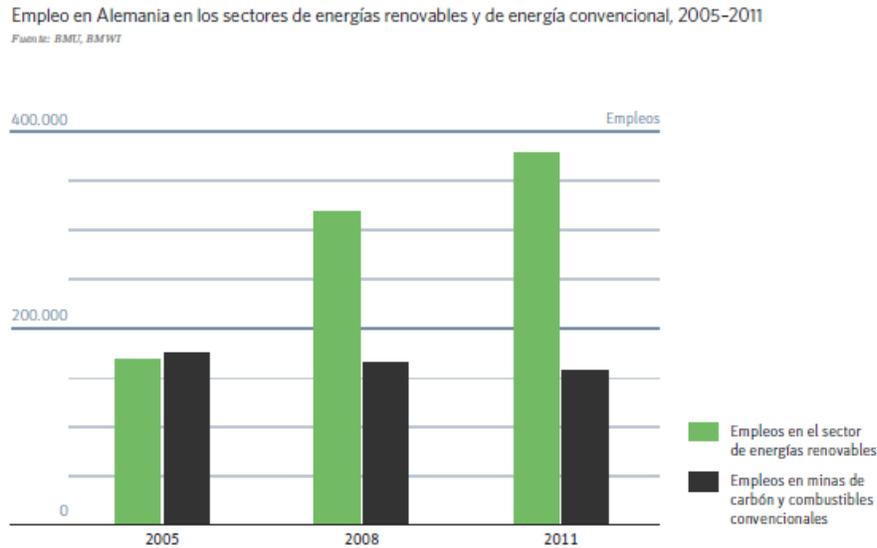
⁴⁰ *Ibíd.*, p. 6.

⁴¹ *Ibíd.*

⁴² MORRIS, Chris y PEHNT, Martin, *op. cit.*, p. 5.

gráfico muestra la comparación de empleos producidos en cada mercado -renovable y convencional- y cómo éste ha aumentado sustancialmente desde el año 2005 al 2011.

Figura 2-13: Empleos en Alemania provenientes de energías renovables y convencionales años 2005-2011



Fuente: MORRIS, Chris y PEHNT, Martin. (2012) La transición energética alemana. La Energiewende alemana.

Respecto a nuestro país, todavía no existen cifras oficiales al respecto, pero se han hecho estimaciones respecto de la cantidad de empleos, tanto directos como indirectos⁴³, que podrían generar las energías renovables si se apuesta por ellas. Según el Reporte elaborado en septiembre del año 2013 por la Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), una política pública que estimule las ERNC podría llegar a generar un total de 69.796 empleos para el año 2028.⁴⁴ Esta cifra significa generar 7.769 más empleos que las convencionales en el mismo período de tiempo.

La siguiente tabla muestra la estimación que el mismo Reporte realiza respecto de la cantidad de empleos que podrían generarse distinguiendo entre los distintos tipos de ERNC. Las energías solar y eólica generarían más empleos directos, pero la energía proveniente de la biomasa un mayor número de empleos indirectos.⁴⁵

⁴³ El primer tipo de empleo proviene de la construcción y operación de las centrales ERNC y los segundos son empleos que se generan por un aumento la producción en el sector energía.

⁴⁴ Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) (2013). *Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile*, Santiago, p. 33.

⁴⁵ *Ibíd.*

Figura 2-14: Impacto en la generación de empleo según tecnología

Tecnología	Empleos directos por GWh	Empleos indirectos por GWh	Empleo total por GWh
Solar y Eólico	0,38	0,85	1,22
Térmica	0,04	0,53	0,57
Hidráulica	0,21	0,71	0,92
Biomasa	0,26	1,78	2,03

Fuente: Natural Resource Defense Council (NRC) y la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) (2013) Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile.

De esta manera, es posible afirmar que las ERNC contienen un beneficio innegable en la creación de empleos. Se presentan como una oportunidad para cualquier regulador, que tiene como preocupación transversal la empleabilidad del país. Así las cosas, pareciera ser que las energías renovables no solo son limpias, sino que también disminuyen los niveles de conflictividad socio ambiental e impulsan la creación de nuevos puestos de trabajo. Estas tres variables, que forman parte de los beneficios presentados en la inecuación, son evidentemente un punto a considerar al decidir sobre la política energética futura de nuestro país.

Como último punto, es necesario mencionar que existe el riesgo de que de muchos empleos, tantos directos como indirectos, se pierdan en el rubro de las energías convencionales. Si la premisa de esta tesis es que debemos potenciar las ERNC, en desmedro de las energías en base a combustibles fósiles, es muy probable que muchos de los trabajos que producen estas últimas no puedan ser subsumidos en las primeras. Habrá, de todos modos, puestos de trabajo que serán idénticos en ambas actividades y que, por ende, no se perderán, pero también habrá otros que no. Esto último se explica por el funcionamiento de las centrales ERNC, que es diametralmente distinto al de una central termoeléctrica o al de una central minihidráulica de pasada, lo que exige profesionales con conocimientos distintos y especializados.

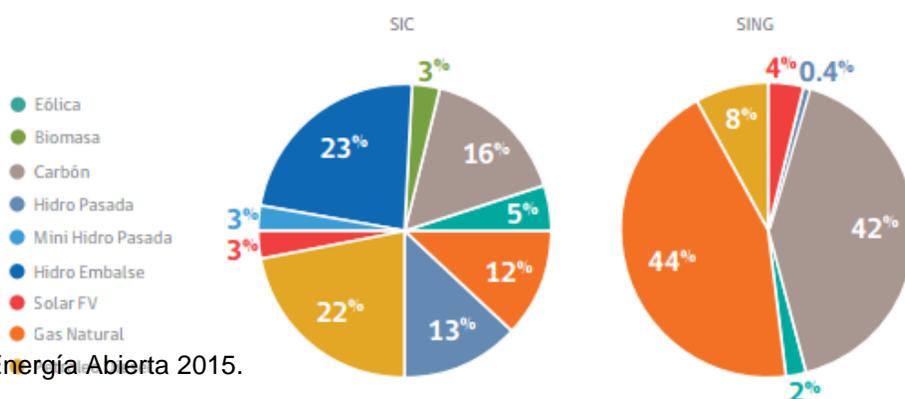
No parece correcto poner este factor como un costo de las ERNC, sino más bien como un efecto que impacta en la potencia del beneficio que hemos estado analizando, pues lo más probable es que muchos de los empleos del sector de las energías convencionales no se

pierdan, sino que se traspasen de un sector a otro, lo que significa que serán pocos los empleos que simplemente no encuentren cabida en el nuevo modelo que proponemos.

Así las cosas, todo lo dicho en relación al beneficio que suponen las ERNC en la producción de nuevos empleos sigue en pie. Lo que habrá que analizar en su momento es cuántos de esos empleos provendrán del sector convencional y cuantos serán “absolutamente nuevos”, en el sentido de que sean empleos generados exclusivamente por las necesidades de las ERNC. Ello nos permitirá, a su vez, concluir cuántos serán los empleos efectivamente generados por las ERNC y cuántos puestos de trabajo se perderán en el sector convencional.

1.2.2 IE o Independencia energética:

Figura 2-15: Capacidad instalada SIC y SING

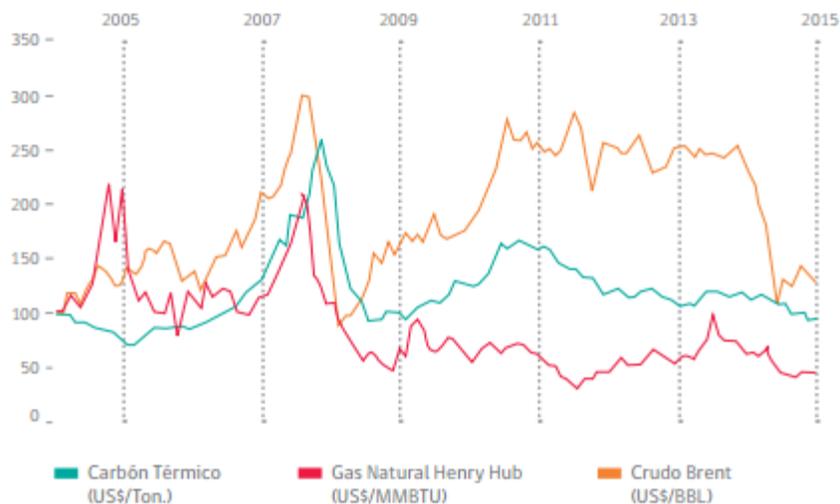


Fuente: Energía Abierta 2015.

Este apartado comienza con una figura de la capacidad instalada de los que eran dos principales sistemas eléctricos del país, para demostrar que nuestra matriz eléctrica todavía depende del suministro de combustibles fósiles para producir electricidad, con especial énfasis en el carbón (41%), el gas natural (11%) y el petróleo (5%).⁴⁶ Esto redundará en una pérdida de independencia en materia energética, en tanto es necesario importar la mayor cantidad de esos recursos y ajustar los precios de la electricidad a su valor de compra, que tiende a ser fluctuante. La siguiente figura muestra la variación que ha tenido el precio de los combustibles fósiles a nivel mundial.

⁴⁶ Energía 2050, Política Energética de Chile (2015). Informe elaborado por el Ministerio de Energía, pp. 21 y 22.

Figura 2-16: Valor de los combustibles fósiles 2005-2015



Fuente: Energía Abierta 2015.

Se puede observar que la fluctuación en el precio de los combustibles fósiles no es menor, pasando por momentos en que se cuadruplica su valor. De esta manera, uno de los efectos principales de esta dependencia es el enorme gasto que supone su importación de combustibles y el impacto que esto tiene en el precio final de la electricidad. Según datos de la Agencia Internacional de Energía, el uso de energías renovables permite ahorrar importantes sumas de dinero en importación de combustibles fósiles. Por ejemplo, China logra ahorrar más de 350 billones de dólares cada año, la UE casi 285 billones, e India un estimado de 120 billones gracias a las energías renovables.⁴⁷

Sin embargo, en el peor de los casos, esta dependencia también podría afectar la seguridad del suministro eléctrico. Nuestro país no ha sido ajeno a esta problemática. Basta trasladarse tan solo una década atrás, y recordar los graves efectos que tuvo la crisis de gas natural con Argentina, entre 2004 y 2006. Sin embargo, aquella vez tampoco aprendimos la lección, ya que desde entonces *“la generación a partir de gas natural fue reemplazada, básicamente modificando las mismas centrales para que comenzaran a generar con Diésel y Crudo (fuel oil*

⁴⁷ IEA (International Energy Agency) (2017). *World Energy Outlook 2017*, OECD, Paris, pp. 308 y 309.

o combustóleo). A partir de este momento, también nuevas termoeléctricas en base a carbón comenzaron su operación”.⁴⁸

Es cierto que “diversificamos” la matriz, pero siempre dentro de la esfera de las convencionales, razón por la cual seguimos siendo dependientes de lo que suceda con los combustibles fósiles a nivel internacional. Según un estudio realizado por la Universidad de Berkeley y la Asociación Chilena de Energías Renovables, si nuestro país no invirtiese en ERNC, en el año 2030 pasaría a depender en gran parte del carbón, lo que lo dejaría aún más expuesto a una crisis energética, en comparación con la situación vivida con Argentina.⁴⁹

Así las cosas, para el regulador eléctrico el tema de la diversificación de la matriz es relevante, en tanto afecta uno de los postulados básicos del sector: seguridad del suministro al menor precio posible. De esta manera, las ERNC vienen a ser una buena alternativa para una situación de dependencia energética, ya que respecto de ellas no es necesaria la importación de ningún recurso, convirtiendo esta característica en un beneficio para la promoción de una política pública pro ERNC.

1.2.3 Pce o Precios Competitivos de Energía:

En el año 2014, Chile se enfrentaba con el problema de ser uno de los países con los más altos precios de la electricidad. Así, según un estudio elaborado por el Foro Económico Mundial, Chile ocupaba el puesto N°13, de un total de 124 países, entre las naciones con mayores precios de electricidad para la industria, alcanzando un costo promedio de US\$ 150 por MW/h.⁵⁰ Esta situación no era ajena al Gobierno, que en mayo de 2014 publicó la Agenda de Energía, en la que se explicitaban las dificultades del sector eléctrico y los desafíos que se asumirían para superarlos. Claramente una de las principales preocupaciones del Gobierno de turno era el precio de la electricidad y el efecto que esto tenía en la cuenta de luz de las familias chilenas.⁵¹

Como principales causas de este escenario, la Agenda de Energía apunta a la judicialización de los proyectos eléctricos, el cuestionamiento ciudadano por sus impactos sociales y

⁴⁸ NRC y ACERA, Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile, *op. cit.*, p. 30.

⁴⁹ CARVALLO, Juan Pablo, HIDALGO-GONZÁLEZ, Patricia y KAMMEN, Daniel (2014). *Imaginando un Chile Sustentable. Cinco hallazgos sobre el futuro del sistema eléctrico y energético chileno*, Estudio realizado para la NCR y Acera, Santiago, p. 5.

⁵⁰ WEF: *Chile ocupa lugar 13 entre países con mayor precio de electricidad*. [en línea] La Tercera en Internet, 12 de diciembre de 2013 <<http://www2.latercera.com/noticia/wef-chile-ocupa-lugar-13-entre-paises-con-mayor-precio-de-electricidad/>> [consulta: 11 de marzo de 2018]

⁵¹ Agenda de Energía (2014). Ministerio de Energía Chile, Santiago, pp. 12 y 13.

medioambientales, y la falta de competencia en el sector de generación.⁵² Respecto de las dos primeras, esta tesis ya ha abordado la conveniencia de apostar por una política pública pro ERNC para su efectiva solución. Respecto de la última, este trabajo tiene como uno de sus fines demostrar que una mayor inclusión de las energías renovables a la matriz conllevará también el ingreso de nuevos agentes al mercado de generación. A esta misma conclusión llega la Agenda de Energía, pues señala que la manera de reducir los precios de la electricidad es “*promoviendo una matriz que privilegie los recursos energéticos propios y limpios, que use de manera eficiente la energía que produce y respete a sus comunidades y entornos*”.⁵³

Sin embargo, la planificación estatal no considera ni analiza el impacto de la inclusión de las ERNC en las tarifas eléctricas, es decir, no señala cómo disminuirán los precios, tanto de la industria como de los hogares, si es que incluyésemos a las energías renovables en el mix de la generación eléctrica. Esto no es baladí, precisamente porque en la primera parte de esta inecuación asumimos como uno de los costos de las ERNC la gran inversión que representan, especialmente por la gran inversión inicial que requieren. La variable de la inecuación que se analizará a continuación tiene como objetivo demostrar que una política pública pro ERNC tiene como ventaja el que pueden llegar a proporcionar precios competitivos de electricidad, lo que las hace económicamente rentables, más allá de sus beneficios conexos, ya analizados.

Respecto a este punto, la IRENA, ha realizado un estudio que analiza los costos actuales y las proyecciones a futuro del costo de la electricidad asociado a las energías renovables. El análisis es bastante completo, en tanto se realizan dos tipos de proyecciones: una de ellas, en base a los datos de la propia IRENA respecto de los costos futuros de las ERNC, y la otra, en base al precio de la electricidad que ha resultado de las licitaciones eléctricas que se han llevado a cabo en el mundo. De esta manera, ambas proyecciones son comparadas y permiten obtener un promedio certero del precio de la electricidad que pueden ofrecer las energías renovables para el año 2020.

Según este estudio, los precios de las energías renovables ya han mostrado una reducción significativa. Así, los de la energía solar fotovoltaica han disminuido en un 73% entre el año 2010 y el año 2017, llegando a costar hoy USD 0.10 por kWh en promedio, por la impresionante disminución de más de un 81% del valor de los paneles solares desde el año 2009 hasta el presente. En el caso de la energía eólica *offshore* y de la energía termosolar de concentración

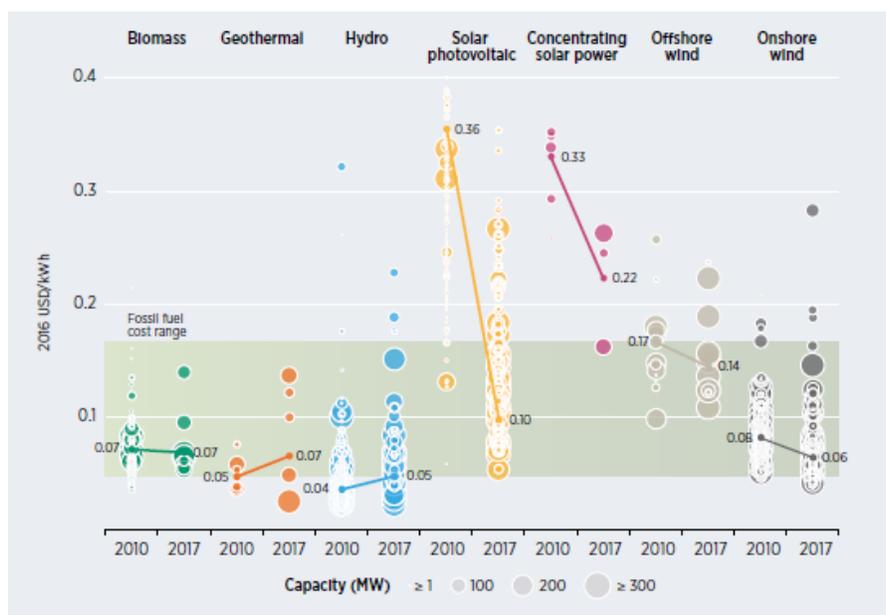
⁵² *Ibíd.*, p. 13.

⁵³ *Ibíd.*, p. 14.

(“ETC”), tecnologías con muy escaso desarrollo en nuestro país, ambas muestran una notable reducción de los precios de la electricidad, llegando a USD 0.14 por kWh en el caso de la ETC y a USD 0.22 por kWh en el caso de la energía eólica offshore.⁵⁴

El siguiente gráfico muestra los cambios que han sufrido las energías renovables desde el año 2010 al año 2017, en términos de costo de electricidad. Cabe destacar la energía solar fotovoltaica, que losa disminuido de USD 0.36 por kWh a USD 0.10 por kWh. Algo similar ha ocurrido con la energía termosolar de concentración, cuyos precios han disminuido de USD 0.33 por kWh a USD 0.22 por kWh. Vale la pena detenerse en el fenómeno de la energía eólica *onshore*, que no muestra una gran reducción de sus precios, pero que se alza como una de las energías renovables que mejor compete con las convencionales hoy en día.

Figura 2-17: Costo de la electricidad proveniente de energías renovables 2010-2017



Fuente: IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017.

Si estos datos ya resultan impresionantes, el futuro de los precios de la electricidad que pueden proporcionar las energías renovables resulta impactante. Se espera que para el año 2020 las ERNC no solo puedan competir con las energías convencionales, sino que en ciertos casos incluso sean más baratas. Según datos provenientes de las licitaciones hechas en Dubái, Abu Dabi, Perú, Chile y Arabia Saudita, los precios de la electricidad proveniente de la energía solar FV podrían llegar a USD 0.03 por kWh a contar del año 2018. Sin embargo, según datos

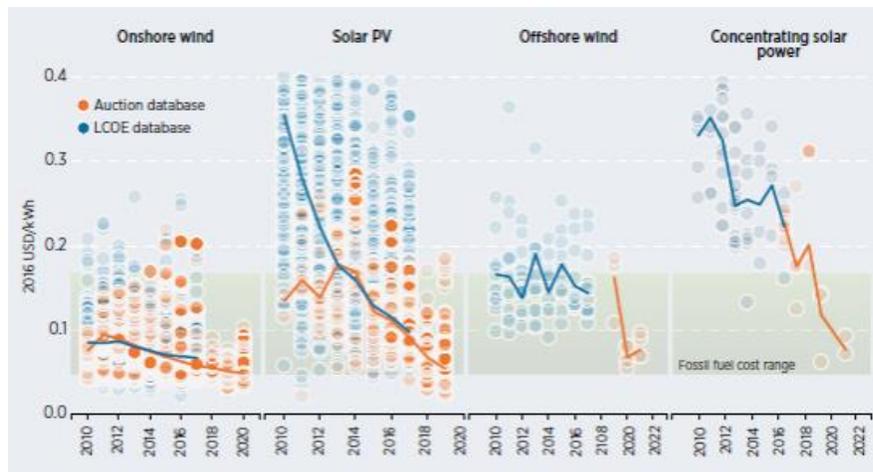
⁵⁴ IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 16.

de IRENA, lo más probable es que los precios de la electricidad de la energía solar FV alcancen los USD 0.06 por kWh para 2019 y 2020, ya que las licitaciones fueron hechas en países con condiciones climáticas muy proclives a este tipo de energía, lo que no necesariamente podría replicarse a nivel mundial.⁵⁵

Algo parecido podría suceder con la ETC y la energía eólica offshore, ya que según los datos provenientes de las licitaciones hechas en Bélgica, Dinamarca, Reino Unido, Alemania y Holanda, el precio de la electricidad de estas tecnologías podría llegar al rango de los USD 0.06 por kWh a USD 0.10 por kWh.⁵⁶ Proyectos de ETC y energía eólica offshore en Alemania, Austria y Dubái han ganado las licitaciones para los años 2020-2025 sin ningún tipo de subsidio fiscal, lo que permite posicionar a ese tipo de energías en la matriz de manera competitiva.⁵⁷

El siguiente gráfico muestra la proyección que IRENA hace del valor de la electricidad proveniente de distintas energías renovables, comparando el precio estimado según sus propios datos y los extraídos de las licitaciones eléctricas que se han llevado a cabo en el mundo.

Figura 2-18: Proyección de los precios de la electricidad proveniente de energías renovables



Fuente: IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017.

El gráfico muestra que, bajo cualquier proyección, ya sea en base a datos de costos futuros estimados o de los datos obtenidos de las licitaciones eléctricas, los precios de las ERNC van a ser competitivos en relación a los de las energías convencionales. Es más, la figura demuestra que la energía solar FV y la energía eólica *onshore* tienen buenas posibilidades de

⁵⁵ *Ibid.*, pp. 19 y 20.

⁵⁶ *Ibid.*, p. 20.

⁵⁷ *Ibid.*

llegar a ser más baratas que la mayoría de las fuentes convencionales en un espacio temporal relativamente corto. En cuanto a la ETC y la energía eólica *offshore*, tendremos que esperar a que las licitaciones muestren sus resultados para establecer si son también una opción más rentable que las convencionales.

Vale la pena mencionar que IRENA advierte como uno de los factores de estas bajas en los precios y de las proyecciones que tienen las ERNC, la modalidad regulatoria que ha imperado en el mundo en el último tiempo en materia de energía, a saber, la de las licitaciones eléctricas.⁵⁸ Se señala que este mecanismo incentiva la competencia entre los candidatos, ya que los obliga a abaratar lo más posible los costos, en orden a ofrecer el mejor precio.⁵⁹ Esto, por supuesto, no es nada nuevo en materia regulatoria, pero vale la pena realizar un análisis pormenorizado del efecto que las licitaciones tienen en un sector como el eléctrico, lo que constituye precisamente el estudio de la segunda parte de esta tesis.

Finalmente, esto podría ya estar sucediendo en nuestro país, principalmente por la gran inversión que hasta ahora se ha hecho en materia de energías renovables. Así, según un estudio que busca explicar la disminución del precio spot de la electricidad en nuestro país durante los años 2015-2016, las principales causales serían “*los crecientes aportes de generación ERNC (en particular, eólica y solar), [la] menor necesidad de recurrir a generación con diésel, el factor de demanda y otro factores (rezago del costo marginal como aproximación al tren general del sistema)*”.⁶⁰ Por estas razones, dicho trabajo finaliza con una conclusión idéntica a la de esta tesis, a saber, la importancia de la creación de políticas públicas que fomenten las ERNC.

1.2.4 Ac o Aumento de la competencia en el mercado de la generación:

Hasta la década de los 80 el Estado de Chile controlaba todo el sector eléctrico del país, como dueño del 90% de la generación, del 100% de la transmisión y del 80% de la distribución eléctrica.⁶¹ No obstante, a partir del año 1980 y en concordancia con la ideología económica impuesta por el gobierno militar, el Estado adopta la política de privatizar el mercado eléctrico.

⁵⁸ Luego del gran costo que significó para la Unión Europea subsidiar las energías renovables, actualmente existe una preferencia por el mecanismo de las licitaciones. Ver DELOITTE (2018). *Energy Market Reform in Europe. European energy and climate policies: achievements and challenges to 2020 and beyond*, Zurich, pp.156.

⁵⁹ Vale la pena mencionar que el mecanismo de las licitaciones también ha demostrado ser efectivo en razón de que los costos de los paneles solares y de las turbinas eólicas ha disminuido considerablemente los últimos años.

⁶⁰ SIKORA, Iryna, CAMPOS, Juan Antonio y BUSTOS, Javier (2017). *Determinantes del precio spot eléctrico en el sistema interconectado Central del Chile*, Revista de Análisis Económico 32(2), Santiago, p. 29.

⁶¹ MOGUILLANSKY, Graciela (1997). *La gestión privada y la Inversión en el sector eléctrico Chileno*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Serie Reformas Económicas, 1^{era} edición, Santiago, p. 8.

Se creía que el traspaso de la propiedad eléctrica a los privados iba a tener como consecuencia una modernización del sector, lo que permitiría hacer frente a la creciente demanda energética de un país en desarrollo.⁶² Por lo mismo, la mayoría de las “*reformas al régimen de propiedad, al funcionamiento de los mercados, al marco regulatorio y al régimen tarifario [en el sector eléctrico] se inician en 1980, estando todo a cargo de la Comisión Nacional de Energía*”.⁶³ Esto explica por qué la principal legislación del rubro, la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1 del Ministerio de Minería, fue dictada en el año 1982.

Como se puede observar en la Figura 2-19, el proceso de privatización se llevó a cabo de manera paulatina entre los años 1980 y 1989. Durante este plazo, cabe destacar la venta de las empresas de distribución, CHILECTRA Metropolitana y CHILECTRA V Región, ambas en el año 1987, y la de ENDESA Generación, en el año 1989, por la importancia de dichas compañías en el mercado de aquel entonces y hoy. En tan solo diez años el sector eléctrico pasó a estar controlado en su totalidad por el sector privado, quedando el Estado relegado a un rol subsidiario, cuya función principal fue la de regular y fiscalizar. Transcurridos 30 años desde aquella política pública, el escenario sigue casi inalterado.

⁶² Como de hecho ocurrió. Según datos de la CEPAL entre los años 1997 y 2000 las inversiones en el sector alcanzaron los US\$ 800 millones, lo que permitió hacer frente a la creciente demanda energética del país.

⁶³ MOGUILLANSKY, *op. cit.*, p. 8.

Figura 2-19: Etapas del proceso de privatización del sector eléctrico

1980	Licitación pública	Sociedad Austral de Electricidad (SAESA) Empresa Eléctrica de la Frontera (FONDEL)
1983	Transformación en Acciones de los aportes financieros reembolsables de los clientes de ENDESA y CHILECTRA	Se transan en Bolsa el 10% de dos distribuidoras de CHILECTRA
1986-1987	Licitación pública	Se privatizan: - 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de la Empresa Chilena de Generación Eléctrica SA (CHILGENER), (20MW) - 2 Centrales hidroeléctricas de ENDESA: -Central Hidroeléctrica Pilmaiquén (39MW) -Pullinque (45 MW)
1987	Ventas parciales de paquetes accionarios en la Bolsa, reservándose una proporción para los trabajadores	Empresas de distribución: CHILECTRA METROPOLITANA CHILECTRA V REGION Empresa de generación CHILGENER
1988-1989	Licitación y venta de acciones a valor de bolsa a los trabajadores. En el caso de EMEL, el 100% fue ofrecida a los trabajadores de ENDESA y sus filiales, y a los trabajadores de COLBUN. En todos los casos los trabajadores pudieron aplicar parte de sus fondos de retiro de la empresa.	Filiales de Distribución formadas a partir de ENDESA: -Empresa Eléctrica de Atacama (EMELAT) -Sociedad Eléctrica de Melipilla, Colchagua y MauleSA (EMELAT) -Empresa Eléctrica de Coquimbo SA (EMEC) -Empresa Eléctrica de Arica SA (EMELARI) -Empresa eléctrica de Iquique SA (ELIQSA) -Empresa Eléctrica de Antofagasta SA (ELECDA)
1988-1989	Difusión de la propiedad de la empresa en un gran número de accionistas, a través del mecanismo de "capitalismo popular". Licitación pública de paquetes accionarios a inversionistas institucionales (AFP) que adquirieron un 25% de la empresa Venta de acciones a inversionistas extranjeros	ENDESA: incluyendo su sistema de transmisión: líneas del sistema troncal en 500-220 y 154 KV
1996	en licitación pública	- COLBUN (91.25%) - Sociedad Eléctrica de Aysén (EDELAYSÉN) - Generación y Transmisión del sistema interconectado del Norte grande EDELNOR (46.5%)

Fuente: MOGUILLANSKY, Graciela (1997). La gestión privada y la Inversión en el sector eléctrico Chileno. Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

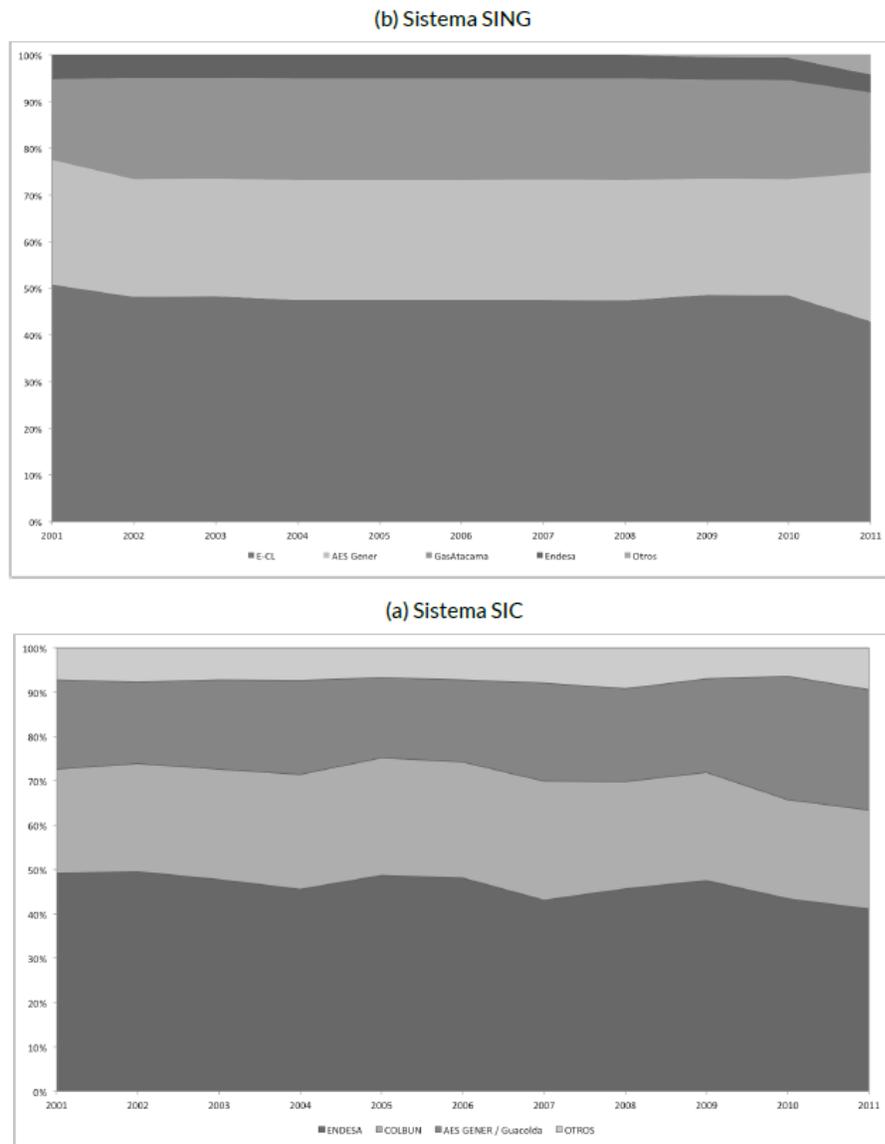
Tan inalterado, que ya es preocupante. Pareciera que, aun cuando ciertos objetivos fueron cumplidos con el proceso de privatización, en otros han fallado estrepitosamente. Puede que se haya asegurado el suministro eléctrico necesario, pero los precios de la electricidad en Chile son de los más caros del mundo. Esta situación, antes abordada, tiene una de sus principales causas en la gran concentración de mercado que existe en el subsector de generación eléctrica.

Según un estudio realizado por la Fiscalía Nacional Económica, entre los años 2001 y 2009, en el SING, solo cuatro de las empresas generadoras (E-CL, AES Gener, GasAtacama y Endesa) detentaban el 100% de la capacidad instalada del sistema. Para el año 2012, las mismas cuatro empresas alcanzaron el 96%. Algo similar ocurre en el SIC, donde las tres

principales empresas (Endesa, AES Gener y Colbún) representan el 90% de la capacidad instalada.⁶⁴

La Figura 2-20 muestra cómo la evolución de la capacidad instalada, tanto en el SING como en el SIC, se ha mantenido casi inalterada desde el año 2008 en adelante. Esto, por supuesto, ha tenido una gran incidencia en los precios de la energía, a consecuencia de las licitaciones a nivel de generación y en los contratos de suministro con los clientes libres.

Figura 2-20: Evolución de la capacidad instalada SIC y SING



⁶⁴ FABRA, Natalia, MONTERO, Juan Pablo y REGUANT, Mar (2014). *La Competencia en el Mercado Eléctrico mayorista en Chile*, Informe realizado para la Fiscalía Nacional Económica, Santiago, Chile, p. 11.

Fuente: FABRA, Natalia, MONTERO, Juan Pablo y REGUANT, Mar. 2014. La Competencia en el Mercado Eléctrico mayorista en Chile.

Esta situación fue recogida por el Gobierno de Michelle Bachelet en el año 2014, en la ya mencionada Agenda de Energía. Allí se explicitaba que una de las causas de los altos precios de la electricidad, en los hogares y la industria, era la falta de competencia en el sector de generación. Era una preocupación acuciante para el Gobierno, ya que se acercaban las licitaciones eléctricas de generación y Chile podía verse encadenado a precios poco competitivos de energía para los próximos 10 años.

Según estimaciones del Ministerio de Energía, *“de mantenerse la tendencia de los últimos procesos de licitación del año 2013, el costo de la electricidad podría subir un 34% durante la próxima década respecto al año 2014”*.⁶⁵ Para esto, el Gobierno se propuso modificar las bases de las licitaciones de largo y corto plazo, reformas que estudiaremos en la última parte de este trabajo y que tenían como objetivo recortar en un 25% los precios de la electricidad para los clientes regulados.

En este contexto es innegable el beneficio que representaría una mayor inclusión de las ERNC en la matriz eléctrica, pues conllevaría la entrada de nuevos actores al mercado de generación, diversificar la oferta y, por ende, disminuir los precios de la electricidad. Las energías renovables tienen aparejadas muchos beneficios, varios de los cuales han sido tratados en este apartado, pero parece que pueden ser especialmente útiles en atención a la realidad chilena. Es por esto que una apuesta en materia de políticas públicas que sea favorable a las ERNC parece ser el camino a seguir ante un escenario como el de la generación eléctrica chilena.

1.2.5 IERNC o Industria ERNC:

Cuando en 1928 Alexander Fleming descubrió la penicilina, lo más probable es que pensó, la posibilidad de salvar vidas humanas. Evitar enfermedades como la sífilis o la neumonía significó el aspecto positivo más palpable de su invento. Jamás imaginó que la penicilina llevaría a la creación de miles de tipos de antibióticos para cientos de enfermedades, que crearía innumerables puestos de trabajo en farmacéuticas creadas con el solo objetivo de

⁶⁵ Agenda de Energía 2014, *op. cit.*, p. 34.

desarrollar antibióticos, o que su uso indiscriminado esté convirtiendo a la población mundial resistente a su creación (no entiendo).

Muchos de los inventos o descubrimientos humanos tienen beneficios y costos insospechados. Esto sucede cada vez que insertamos algo nuevo en el mundo, y las energías renovables no son la excepción. Si la penicilina permitió la creación de una industria farmacéutica en torno a los antibióticos, con las energías renovables podría suceder exactamente lo mismo. Este apartado tiene como objetivo hacer visibles ciertos beneficios asociados a una eventual Industria de ERNC. Algunos de ellos ya han sido tratados en este capítulo, como la disminución de los gases de invernadero o la creación de empleos. Sin embargo, hay muchos otros respecto de los cuales, o no se tiene un alto grado de certidumbre, o son de difícil cuantificación, pero que podrían llegar a ser relevantes al momento de tomar una decisión de política pública.

Para poder evidenciarlo, tomaremos el ciclo de vida de un proyecto ERNC y mostraremos cómo en cada etapa del mismo es posible encontrar beneficios socioeconómicos. El ciclo de vida o cadena de valor de un producto es un término usado en administración de negocios que tiene como utilidad el poder desmenuzar su proceso productivo. Esto permite analizar cada paso, hasta la entrega del producto al consumidor final y por lo mismo, otorgar valor a las etapas intermedias. Respecto de un proyecto de energía renovable, y en especial de energía solar y eólica, es posible distinguir las siguientes fases:⁶⁶

1. Planificación del proyecto: esta etapa incluye el trabajo intelectual necesario para dar inicio a un proyecto, lo que podría incluir la realización de estudios de factibilidad, la compra de terrenos, la contratación de abogados para cumplir con la regulación requerida o la de asesores de diversa índole.
2. Manufactura: supone la fase industrial del proyecto, lo que incluye la producción y/o compra de la maquinaria y el equipamiento necesarios para poder producir electricidad.
3. Instalación: está compuesta por el trabajo de construcción necesario para armar la infraestructura requerida y la instalación del equipamiento de la etapa anterior.
4. Conexión a la red: es única respecto de los proyectos eléctricos y de gran importancia respecto de las ERNC, en tanto supone la planificación y construcción de las obras que sean necesarias para conectar al proyecto con la red eléctrica.

⁶⁶ IRENA y CEM (2014). *The socio-economic benefits of large-scale solar and wind: an econVale report*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 28.

5. Operación y Mantenimiento: una vez que se ha dado el puntapié inicial al proyecto, es necesario contar con los recursos humanos y técnicos para su operación diaria. Además, se requerirá contar con personal capacitado para el mantenimiento de las obras.
6. Desmantelamiento: una vez terminado el ciclo de vida de un proyecto, es necesario tomar las medidas para su deconstrucción y eventual reciclaje.

Respecto de la etapa de planificación, se requiere contratar especialistas de diversas áreas para dar forma al proyecto. Esto supondrá, en una primera etapa, la importación de conocimiento desde los países más experimentados en materia de energías renovables. Sin embargo, a mediano y largo plazo, la instalación de nuevos proyectos ERNC podría significar la creación de carreras universitarias o de cursos de capacitación que permitirían contar con especialistas nacionales en esta materia. Esto repercute en las posibilidades laborales de la población, especialmente por la necesidad de especialización que genera los proyectos ERNC.

En cuanto a la etapa de manufactura, habrá que distinguir entre aquellos países con una industria más avanzada y aquellos que no la tienen. Así, por ejemplo, en Estados Unidos, el beneficio de las ERNC no será generar un crecimiento en la actividad industrial, sino permitir su diversificación. De esta manera, como este tipo de países ya tienen la capacidad industrial para construir turbinas eólicas o paneles solares, no necesitan importarlos; se pueden producir a nivel local. Por lo mismo, el beneficio que reportan las energías renovables en este tipo de economías es reactivar el sector cuando otras industrias han decaído, como es el caso de la automotriz en Estados Unidos.⁶⁷

Respecto de países como el nuestro, en los que el desarrollo de la industria no es avanzado, los beneficios son distintos, porque puede no ser rentable la creación de industrias cuyo objetivo sea la manufactura de paneles solares y turbinas eólicas, en comparación con su importación. Sin embargo, países así se ven beneficiados por las ERNC en tanto necesitan mucha materia prima para la construcción de sus componentes. Requieren metales como el silicio, el litio, el cobre, el hierro, entre otros, cuya exportación proviene principalmente de países como Chile.

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 32.

En cuanto a la instalación, permitiría generar más oportunidades para el sector de la construcción. En nuestro país, por ejemplo, los proyectos ERNC podrían generar aún más empleos en un sector productivo tan importante como el de la construcción. En todo caso, los proyectos de energías renovables han demostrado ser especialmente beneficiosos para el sector del transporte, debido a que necesitan transportar materiales muy pesados hacia el lugar de desarrollo del proyecto. Habrá que contar con empresas de transporte especializadas, que muy probablemente procedan del país donde se cree el proyecto.⁶⁸

Respecto a la etapa de conexión a la red, los proyectos ERNC son especialmente exigentes, debido a que, por lo general, están ubicados en zonas alejadas de las principales líneas de transmisión. Por tanto, se debe planificar con mucho detalle cómo conectar el proyecto a la red. Requiere no solo ingenieros eléctricos especialistas, sino también mucho trabajo de construcción, lo que redundaría en beneficios para empresas que se dediquen a estos temas o que surjan producto de una mayor inversión en las ERNC.

La etapa de operación y mantenimiento es, por mucho, la etapa en la que el proyecto entrega más beneficios al país. Una central ERNC crea muchos trabajos, que pueden provenir de las comunidades aledañas. No solo se requiere contar con personal para el funcionamiento del día a día, sino también especialistas en mantenimiento que puedan velar por su correcto funcionamiento en el largo plazo. Respecto del impacto en números que las ERNC tienen en la producción de oportunidades laborales, nos remitimos a la sección 2.2.1 de esta tesis.

Finalmente, respecto a la etapa de desmantelamiento, sus principales beneficios están también en el área de la construcción, ya que se hace necesario demoler y/o desmontar los equipos previamente instalados. Además, es posible generar un mercado secundario de reventa de los paneles solares o turbinas eólicas, ya como un todo o por partes para la reparación de otros paneles o turbinas. Asimismo, la posibilidad de reciclar las partes de un proyecto constituye otro beneficio, puesto que es bastante el material que se puede reutilizar en otros procesos productivos.

En conclusión, es posible señalar que los proyectos ERNC son un de una complejidad tal, que es prácticamente imposible prever todos los beneficios que ofrecen. Sin embargo, es innegable que los beneficios exceden a los costos. Mostrar la verosimilitud de dicha premisa era el objetivo principal de este primer capítulo. Las ERNC no solo permiten reducir la

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 33.

conflictividad social, también posibilitarán cumplir con objetivos medioambientales nacionales e incluso generarán muchísimos empleos. El Estado no puede desconocer estos beneficios y por ende, debiese impulsar con más fuerza este tipo de energías en nuestro país.

Capítulo III: Regulación de los incentivos para la promoción de las ERNC en Chile

Este capítulo tiene como objetivo realizar un análisis somero de la regulación que existe en nuestro país en relación con las ERNC.

1. Ley Corte I o Ley N° 19.940:

La llamada Ley Corta I fue promulgada en el año 2004 e introdujo relevantes modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) en materia de transmisión. El eje principal de la ley está en reformar el sistema de tarificación del subsector transmisión, con el objetivo de incentivar la inversión en el mercado eléctrico después de las crisis de gas natural con Argentina. De esta manera, la ley establece que el valor anual de la transmisión por tramos (VAT) debe ser fijado cada cuatro años por un decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, a través del procedimiento que establece la misma ley.

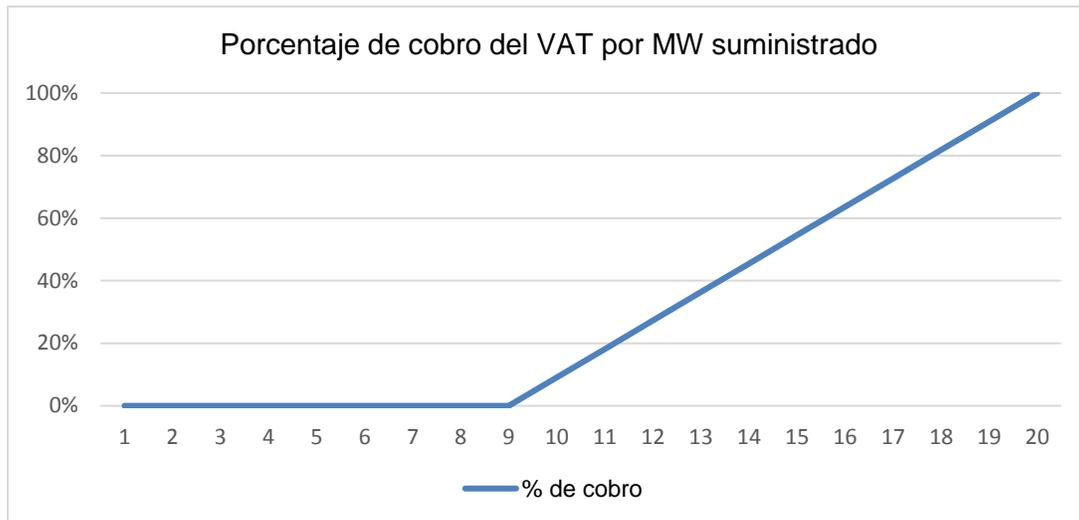
Dicho procedimiento incluye un estudio elaborado por la Comisión Nacional de Energía, que debe comprender las proyecciones de la oferta y demanda en el sector, del precio del combustible, de la necesidad de obras en el sector, entre otras cosas. El peaje de transmisión, entonces, no solo sería prefijado por un ente estatal, sino que además sería comprensivo de las inversiones futuras que fuesen necesarias en el sector, en concordancia con las crecientes exigencias energéticas del país.

Es en este contexto que la ley incluye un incentivo a las ERNC. Según lo señalado en el nuevo artículo 71-7 de la LGSE, agregado en virtud de la ley en comento, las generadoras de energía que no sea convencional y cuya capacidad instalada no supere los 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso del sistema de transmisión troncal. La exención del pago será total si la potencia suministrada al sistema de la generadora ERNC no supera los 9.000 kilowatts, de manera tal que las demás empresas que utilizan el sistema deben asumir el pago del peaje a prorrata de sus inyecciones al sistema. Si la potencia suministrada al sistema es mayor a 9.000 kilowatts, entonces la exención del pago será parcial. La propia ley contiene la fórmula mediante la cual se determina la cantidad a pagar.⁶⁹

El siguiente gráfico muestra de manera más explícita el mecanismo de exención y cobro parcial de las generadoras de energías no convencionales que establece la Ley Corta I.

⁶⁹ Dicha fórmula es: $\frac{\text{Potencia suministrada}-9\text{MW}}{11\text{MW}}$

Figura 3-1: Porcentaje de cobro del peaje de transmisión a las ERNC en la Ley Corta I



Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, la ley también incluye límite a este beneficio. Así, si la capacidad conjunta exceptuada de pagar peajes representa más del 5% de la capacidad instalada total del sistema, los propietarios de las generadoras exceptuadas se verán obligados a pagar un monto por concepto de transmisión que se determina de acuerdo a la fórmula señalada en el inciso tercero del ya mencionado artículo 71-7.

En conclusión, es posible señalar que la Ley Corta I efectivamente incluye un incentivo a las ERNC dentro de su área de regulación, a saber, la transmisión. No obstante, parece un poco tímido el empujón, si tomamos en consideración lo costoso que era a principios de siglo el desarrollo de un proyecto ERNC. Por mucho que la exención en el pago del peaje de transmisión sea ahora un factor menos a considerar al momento de invertir en un proyecto de energía renovable, los demás costos asociados a este tipo de proyectos seguían sin hacer rentable el proyecto. Por esto, pareciera ser que el primero de los incentivos regulado en beneficio de las ERNC no apuntaba a las reales necesidades para el desarrollo de este tipo de energías.

2. Ley Corta II o Ley N°20.018:

La Ley Corta II entró en vigor el año 2005 y tenía principalmente dos objetivos. Por un lado, incentivar la inversión en materia de generación y por otro, asegurar la estabilidad del suministro eléctrico. Para hacerlo, incluyó el mecanismo de las licitaciones en el mercado eléctrico. Desde su entrada en vigor, el año 2005, las empresas distribuidoras tienen la

obligación de llamar a licitaciones públicas para asegurar el consumo de sus clientes regulados de, a lo menos, los próximos tres años. Las bases de las licitaciones deben ser elaboradas por las empresas distribuidoras y aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Deben señalar el o los puntos en los que se debe realizar el suministro, la cantidad a licitar y el período de suministro que debe comprender la oferta, que no puede superar los 15 años. Finalmente, y de manera bastante sencilla, la ley señala que la licitación se adjudicará al oferente que ofrezca el menor precio de energía (artículo 79-4).

Así pensando el mecanismo, resulta bastante útil para lograr los objetivos señalados. Así, la licitación tiene el beneficio de asegurar a las empresas generadoras un precio de la electricidad predeterminado y por un largo plazo. Esto, a su vez, les permite tener un flujo de caja que sea atractivo para los inversionistas, lo que les posibilita contar con el financiamiento necesario para el desarrollo de un proyecto de generación. Empero, esto también tuvo consecuencias negativas para los consumidores. Como los precios se establecían para el futuro, muchas veces lo que se terminaba pagando por la electricidad eran los altos costos del pasado.⁷⁰

Por otra parte, la ley cambia el antiguo mecanismo de negociación directa entre distribuidoras y generadoras por un mecanismo público que debe asegurar el suministro por un tiempo determinado, lo que obliga a ambas partes a cumplir lo pactado, dificultando así los problemas de seguridad de suministro que habían surgido por la crisis del gas natural con Argentina. Por la misma razón la ley se encarga de señalar que no considerará caso fortuito “*las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales*” (inciso cuarto del artículo 99 bis).

Respecto de las ERNC la ley establece, en el nuevo artículo 96 ter de la LGSE, que los propietarios de medios de generación no convencional tendrán derecho a suministrar hasta el 5% del total de la demanda estimada de los clientes regulados en la licitación. Esto significa que, necesariamente, se deberá licitar a generadoras ERNC un 5% de la energía requerida en cada licitación.

Si sumamos este incentivo a la exención en el pago del peaje troncal que establece la Ley Corta I, pareciera bastante más atractivo invertir en energías renovables. Sin embargo, esto no ocurrió, lo que se explica por la estructura de la licitación que establece la ley. Debido a

⁷⁰ OLIVARES, Mauricio (2010). *Licitaciones de energía, parte 1 y 2*. [en línea] Central de Energía, 24 de abril de 2010, Santiago. <http://www.centralenergia.cl/2010/04/29/licitaciones-de-energia-parte-2/> [consulta: 28 de mayo de 2018].

que los bloques de energía licitados son fijos, esto obstaculizó que ERNC de potencia variable, como la energía eólica y solar, pudiesen participar de la licitación. Este tipo de energías solo pueden proporcionar electricidad en ciertos momentos, lo que hubiese obligado a las generadoras ERNC a suplir su déficit en el mercado spot, con los costos que eso puede suponer.

Es necesario mencionar ciertas modificaciones que fueron introducidas al sistema de licitaciones, incorporado por la Ley Corta II, a través de la Ley N°20.805. Promulgada en enero del año 2015, esta ley tenía como objetivo reformar ciertos aspectos de las licitaciones para aumentar la competencia del sector e impulsar el desarrollo de las ERNC. Así, la ley aumenta el plazo para el inicio del suministro, de 3 a 5 años, y para la duración de los contratos, de 15 a 20 años. Estas medidas hacen menos riesgosa la participación de nuevos actores y permiten un mejor acceso a financiamiento. Además, de ahora en adelante será la Comisión Nacional de Energía la encargada de elaborar las bases de las licitaciones, posibilitando que su contenido se ajuste a las necesidades sociales y no a las de las empresas distribuidoras.

3. Ley ERNC o Ley N°20.257:

Hasta el año 2008 no había en nuestra legislación un tratamiento sistemático de las ERNC. Los incentivos a este tipo de energías comprendidos en las leyes Corta I y II estaban enmarcados en reformas a otros sectores del mercado eléctrico, razón por la cual las ERNC pasaban a un segundo plano. Es este déficit el que viene a llenar la llamada Ley ERNC o Ley N° 20.257. La ley parte por definir qué ha de entenderse por energías renovables. Sin embargo, lo hace señalando las energías que se incluyen dentro de la definición.

Así, serán consideradas ERNC aquellos medios de generación cuya fuente sea la biomasa, la energía hidráulica (cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts), la energía geotérmica, la energía solar, la energía eólica, la energía mareomotriz y cualquier otra que determine fundadamente la Comisión Nacional de Energía (artículo 225 LGSE).

Sin embargo, la adición más importante de la ley es el sistema de cuotas que establece. Este obliga a las empresas generadoras *“que inyecten en circuitos con más de 200 MW de capacidad instalada a acreditar antes la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), para los años 2010 al 2014, que un mínimo de 5% de sus*

inyecciones de energía provienen de fuentes ERNC, ya sea directa o indirectamente".⁷¹ Esta obligación progresa 0,5% anualmente desde el año 2015, hasta llegar a un 10% en el año 2024. Esta obligación del 10% se mantendrá por 25 años desde el 1 de enero del año 2024.

El incumplimiento de esta obligación conlleva un cargo de 0,4 UTM por MWh de déficit. Si la situación de incumplimiento se mantiene por más de cuatro años, la multa sube a 0,6 UTM por MWh de déficit. En cuanto a la forma en que puede darse cumplimiento a la cuota, la ley es bastante flexible, ya que puede acreditarse con inyecciones excedentarias de ERNC durante el año anterior, con traspasos de excedentes de una generadora a otra (incluso de sistemas interconectados distintos) e incluso se permite la postergación de hasta un 50% de la obligación por un año, previo aviso a la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Finalmente, la ley establece que sólo estarán afectos a esta obligación los retiros de energías cuya fuente sea un contrato suscrito con posterioridad al 31 de agosto del año 2007.

Respecto al contenido de la ley, ha sido bastante criticado. Se ha señalado que permite a las generadoras sortear el cumplimiento de la cuota por admitir su acreditación por medios directos e indirectos, y especialmente, porque impone la obligación sólo respecto de aquellos contratos suscritos después de 2007. Así, y porque los contratos ante el CDEC son confidenciales, luego de la dictación de la ley aparecieron muchos contratos de fecha anterior, sin que pudiese ser comprobada su veracidad.⁷²

Además, pareciera que la ley no fue capaz de incentivar correctamente el desarrollo de las ERNC. Debido a los altos costos asociados a este tipo de energías, quienes estaban en mejor posición de llevar a cabo los proyectos para dar cumplimiento a la cuota eran las grandes generadoras, lo que atenta contra la necesidad de hacer más competitivo el sector. Junto con eso, y debido a que la ley no distingue entre los distintos tipos de ERNC, la tecnología que se vio incentivada fue la mini-hidro, más que nada por sus bajos costos comparativos. De esta manera, la ley parece dejar todo en manos de las generadoras privadas, si se cumple o no la cuota, cómo se cumple y con qué tecnología.

⁷¹ GARCÍA PIZARRO, Rodrigo (2017). *La generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales en Chile*, En: Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica: tres estudios de caso, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Buenos Aires, p. 86.

⁷² *Ibíd.*, p. 87.

4. Ley 20/25 o Ley N°20.698

Gran parte de las críticas que se hicieron a la Ley ERNC, aparte de las ya vistas, estaban apuntadas al porcentaje de la cuota que establecía, porque no era realista con las posibilidades de desarrollo de las energías renovables, en atención a la demanda eléctrica esperada. Según un estudio desarrollado por la Universidad de Chile y la UTFSM que considera la demanda proyectada y las condiciones económicas vigentes, para el año 2025, la generación proveniente de energías renovables podría oscilar entre un 16,8% en el peor de los escenarios, y hasta un 28,1%, en el mejor.⁷³ Y así fue como ocurrió, porque desde la promulgación de la Ley ERNC la cuota se cumplió permanentemente, al punto que en el año 2013 a excederse en un 45% de las exigencias establecidas en la ley.⁷⁴

Debido a lo anterior, y dado que para el año 2013 nuestra matriz eléctrica estaba constituida casi en un 90% por combustibles fósiles, el legislador decide aumentar el porcentaje de la cuota establecida en la Ley ERNC. Nace así la Ley 20/25, que como su nombre señala, incrementa la obligación de proveer energía de fuentes renovables, con una meta final de un 20% para el año 2025. En todo caso, también aumenta el porcentaje de la obligación anual de manera escalonada. Así, “[l]a obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de 5 por ciento para el año 2013, incrementándose en 1 por ciento anual a partir del año 2014 hasta alcanzar 12 por ciento en el año 2020, con incremento de 1,5 por ciento anual a partir del año 2021, hasta alcanzar 18 por ciento el año 2024, e incrementándose en 2 por ciento el año 202 para llegar al 20 por ciento”.⁷⁵

Además, la ley prevé que la cuota anual no pueda ser cumplida con los proyectos ERNC en operación o incluso en construcción. En ese caso, el Ministerio de Energía deberá llamar a licitación por los bloques de energía que sean necesarios, pudiendo efectuar hasta 2 licitaciones por año. Respecto de estas licitaciones, se ha señalado que podrían llegar a generar incerteza en el sistema eléctrico, ya que no se exige a los generadores ERNC adquirir

⁷³ Programa de estudios e investigación en energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile y Núcleo Milenio de electrónica Industrial y Mecatrónica centro de innovación en energía de la Universidad Técnica Federico Santa María (2008) Aporte potencial de: Energía Renovables No Convencionales y Eficiencia energética a la matriz eléctrica. 2008-2025, Santiago, Chile.

⁷⁴ FINAT, Carlos (2013). *Nueva Ley 20/25: Aspectos y consideraciones*. [en línea] Revista electrónica Electro Industrial. Octubre 2013. <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=216> [consulta: 31 de mayo de 2018]

⁷⁵ CLERC, Jacques, et al. (2018). *Energías Renovables en Chile, hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*, Centro de estudios públicos, 1^{era} edición, Santiago, p. 32.

compromisos de entrega de energía firme, sino que solo se obligan a vender su producción efectiva.⁷⁶

5. Agenda de Energía y Energía 2050

Entre las medidas con las que la presidenta Michelle Bachelet se comprometió para los 100 primeros días de su segundo mandato estaba la de crear una política energética para Chile. Es así como nace la Agenda de Energía, texto que tiene como objetivo establecer desafíos para el sector eléctrico en el mediano y corto plazo. La Agenda señala que se buscará reducir los costos marginales de electricidad en un 30% en el SIC, de manera que para el año 2017 sea inferior a US\$ 105,96 MWh. También se propone reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década, tanto para los hogares como para el comercio y pequeñas empresas.

En cuanto a las ERNC, la Agenda se propone levantar las barreras existentes, comprometiéndose a que un 45% de la capacidad de generación eléctrica instalada entre los años 2014 a 2025 provenga de este tipo de energías. Para estos efectos, se menciona principalmente la necesidad de rediseñar las bases de licitación de largo y corto plazo, efectuar cambios normativos al reglamento de licitaciones, mejorar el poder de negociación de los “pequeños clientes libres”, entre otros.

Sin embargo, la meta más relevante de la Agenda es el desarrollo una Política Energética de largo plazo, “*validada por la sociedad chilena, mediante un proceso participativo y regional*”.⁷⁷ Es así como nace Energía 2050, política que propone una visión del sector energético al 2050 que sea confiable, sostenible, inclusivo y competitivo, y cuyo objetivo principal sea el avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones.⁷⁸ Para lograr esto se proponen 4 pilares, orientados a ser la guía para las metas y planes de acción del Estado, sector privado y ciudadanos. En ese sentido, Energía 2050 no propone acciones concretas o específicas para alcanzar las metas que señala, sino que establece los lineamientos generales de la política pública a futuro en materia de energía.

Los pilares sobre los cuales se erige esta política pública son: la seguridad y calidad del suministro, la energía como motor del desarrollo, la energía compatible con el medio ambiente y la eficiencia y educación energética. Dentro de ellos encontramos varias metas, muchas de

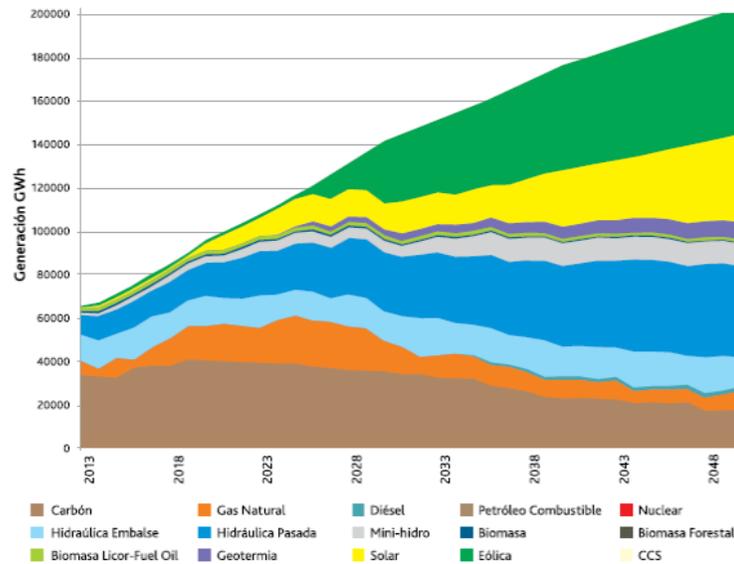
⁷⁶ *Ibíd.*

⁷⁷ Agenda de Energía 2014, *op. cit.*, p. 17.

⁷⁸ Ministerio de Energía (2015), Energía 2050, p. 8.

las cuales están enfocadas en la promoción de las ERNC. Así, esta política pública establece que para el año 2050 al menos un 70% de la electricidad producida en nuestro país debe provenir de fuentes renovables. Se propone que el énfasis esté en la energía eólica y solar, pero complementada con “nuevos desarrollos hidroeléctricos para fines de regulación, dando así la flexibilidad requerida por un sistema de alta penetración de energía variable”.⁷⁹ El siguiente gráfico muestra las proyecciones que se hacen del escenario de generación para el año 2050, en el que se destaca la gran diversificación de la matriz.

Figura 3-2: Proyección de la generación para el año 2050



Fuente: Hoja de ruta Energía 2050.

Esta política energética también contempla otro tipo de metas que indirectamente suponen el incentivo a las energías renovables. Por ejemplo, se propone la reducción de, a lo menos, un 30% de las emisiones de gases invernadero para el año 2035 respecto del año 2007. También se señala la necesidad de bajar los precios de la electricidad, al punto que para el año 2035 Chile se encuentre entre los 5 países con menores precios de suministro eléctrico de la OCDE y dentro de los 3 para el año 2050.

⁷⁹ DUFÉY, Annie (2015). *La transición energética de Chile: la hoja de ruta de energía 2050*. [en línea] Puentes, volumen 16, número 9, noviembre 2015, p. 12, <<https://es.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-de-chile-la-hoja-de-ruta-de-energ%C3%ADa-2050>> [consulta: 31 de mayo de 2018].

En materia de transporte, por ejemplo, se pretende que para el año 2050 el 100% de los autos nuevos, el 100% del transporte público y el 100% de los vehículos de carga sean de bajas o cero emisiones, lo que necesariamente implica una transición hacia las energías renovables.⁸⁰ Todas estas metas, y muchas otras de las que están en Energía 2050, implican una apuesta por las energías renovables, precisamente porque sus beneficios van en la línea de lo que como sociedad queremos y que ha quedado plasmado en la política pública del sector energía. Queda por definir cuáles son las medidas concretas que debe tomar el Estado para conseguirlo, algo que no queda claro del estudio del texto de Energía 2050.

6. Ley N° 20.936:

El sector transmisión en Chile no había sufrido cambios importantes desde la dictación de la Ley Corta I, en el año 2004, razón por la cual se hacía necesario modernizar el sector para hacer posibles las grandes reformas que requería el mercado eléctrico. Esto explica el nacimiento de la Ley N°20.936, publicada el 27 de junio de 2016 y que “establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”. Las mejoras que esta ley introduce representan un valioso esfuerzo por llevar el sector transmisión hacia las energías renovables, por impulsar la competencia en el mercado de la generación y por mejorar el mecanismo de tarificación en el área.

La ley comienza por redefinir la clasificación de los sistemas de transmisión. El sistema de Transmisión Troncal pasa a ser el Sistema de Transmisión Nacional; el Sistema de Subtransmisión pasa a ser el Sistema de Transmisión Zonal y; el Sistema Adicional pasa a ser el Sistema de Transmisión Dedicado. Además, y probablemente uno de los cambios más relevantes de la ley, se introduce un nuevo y único coordinador del sistema eléctrico, que reemplazará a los Centros de Despacho Económico de Cargo (CDEC O CDECs). Esta modificación tiene como objetivo lograr la interconexión de los sistemas SIC y SING, creando un único sistema eléctrico nacional, anhelo que fue alcanzado con la construcción de la línea TEN en noviembre del año 2017.

El Coordinador Eléctrico Nacional (el “Coordinador” o “CEN”) se caracteriza por ser independiente de los actores del mercado, no tener fines de lucro, estar dotado de personalidad jurídica propia y no formar parte de las Administración del Estado. Así, este

⁸⁰ *Ibíd.*, p. 14.

organismo se presenta como diametralmente distinto a los CDECs, cuyos miembros eran elegidos por las empresas que formaban parte del sector eléctrico, lo que atentaba contra su necesaria imparcialidad y fomentaba la concentración en el mercado de generación.

Las funciones del nuevo Coordinador se mantienen en relación a las de los CDECs, en tanto deben preservar por la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión (artículo 72-1 LGSE). Sin embargo, se introducen nuevas responsabilidades para el Coordinador, los que van en la línea con los objetivos generales de la ley.

De esta manera, el coordinador debe monitorear la competencia en el sector eléctrico (artículo 72-10 LGSE), pudiendo poner en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica aquellas situaciones atentatorias de la libre competencia; asegurar la continuidad de la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación (artículo 72-11 LGSE); ser responsable de la coordinación de los intercambios internacionales de energía (artículo 72-12 LGSE) y; colaborar con la planificación de la expansión de la transmisión según las necesidades nacionales (artículo 72-13 LGSE). El 3 de abril de 2018 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°52 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

La ley también introduce el concepto de Polos de Desarrollo. Según el nuevo artículo 85 de la LGSE, serán *“aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico”*. Será el Ministerio de Energía el encargado de identificar las áreas donde puedan existir polos de desarrollo e incluirlos en la planificación energética de largo plazo.

Uno de los principales problemas asociados a los proyectos ERNC es lo costoso que puede ser conectarlos al sistema eléctrico, generalmente por su lejanía geográfica. De esta manera, cuando existan dificultades de este tipo para los generadores ERNC en un polo de desarrollo, la Comisión Nacional de Energía puede incorporar a la planificación anual de transmisión *“líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación”* (Artículo 88 LGSE). Asimismo, si existiesen períodos con

capacidad de transmisión no utilizada en los Polos, la remuneración corresponderá a la demanda y no a las empresas generadoras ERNC.⁸¹

Uno de los aspectos más criticados respecto de los polos de desarrollo es el porcentaje que exige la ley de ERNC que debe generar un área para ser calificada de tal. En el proyecto de ley el porcentaje exigido de fuentes renovables no convencionales era de un 70%, pero a instancias del Ejecutivo la Comisión de Hacienda lo rebajó a un 20%, porcentaje plasmado en el artículo 85 de la LGSE que define los polos de desarrollo.

Esta situación abriría la puerta a que el 80% restante de energía proviniese de generadores convencionales, en especial, de grandes hidroeléctricas, proyectos muy resistidos por la ciudadanía y que la ley puede llegar a proteger. Así, podría estar legalizándose lo que se ha denominado “zonas de sacrificio”, o sea “*territorios donde se concentra un tipo de generación energética, en muchos casos destruyendo ecosistemas y su biodiversidad, y vulnerando los derechos a la salud y al desarrollo de las comunidades locales*”.⁸²

Otra de las reformas que introduce la ley es en materia de tarificación. Si antes de ella tanto generadoras como consumidores finales soportaban el pago del peaje de transmisión, desde ahora solo estos últimos, tanto libres como regulados, serán los responsables del pago de los sistemas de transmisión Nacional, Zonal y Dedicada. Sin embargo, “[l]a Ley establece un período de transición del esquema de pago de estos sistemas, por el que se traspa al consumidor final gradualmente, hasta el 31 de diciembre de 2034, con el objeto de hacerlo consistente con los actuales contratos de suministro”⁸³ Esto también supone un incentivo a las ERNC en tanto los libera del costo que supone el pago de la red de transmisión, haciendo más factible el desarrollo de proyectos de este tipo.

Finalmente, es necesario mencionar el desarrollo que esta ley supone en materia de servicios complementarios. Ya comentamos la importancia que tienen los SSCC para una correcta integración de las ERNC en la matriz eléctrica, por lo que era necesario contar con una mejor regulación del tema. Antes de la dictación de la nueva ley de transmisión, los SSCC estaban regulados muy someramente en la LGSE, dejándose su regulación al D.S N° 130 del año 2012 que contenía el Reglamento “que establece las disposiciones aplicables a los servicios

⁸¹ CLERC, Jacques, et al., *op. cit.*, p. 34.

⁸² SEGURA ORTIZ, Patricio (2016). *Los puntos críticos de la Ley de Transmisión Eléctrica que deben resolver los diputados*. [en línea] Centro de Investigación Periodística, 11 de enero de 2016. <<http://ciperchile.cl/2016/01/11/los-puntos-criticos-de-la-ley-de-transmision-electrica-que-deben-resolver-los-diputados/>> [consulta: 1 de junio de 2018].

⁸³ CLERC, Jacques, et al., *op. cit.*, p. 35.

complementarios con que deberá contar cada Sistema Eléctrico para la coordinación de la operación en los térmicos a que se refiere el artículo 137 de la LGSE.” Debido a las nuevas necesidades del sector y las ansias de inclusión de las ERNC a la matriz, era imprescindible reformar esta legislación, tarea que fue parcialmente asumida por la ley que comentamos.

Parcialmente, porque con posterioridad a la dictación de la ley, el Ministerio de Energía comenzó con el proceso de elaboración del Reglamento respectivo, con la participación de importantes actores del mercado, tanto de la industria como de organizaciones sociales y académicas. Dicho proceso culminó con la dictación de un nuevo Reglamento de SSCC en el año 2017, normativa que este año se encontraba en proceso de revisión por parte de la Contraloría General de la República. Sin embargo, dicho Reglamento fue retirado de Contraloría por parte del Ministerio de Energía, en marzo de este año, a poco de haber asumido el gobierno de Sebastián Piñera.

Esta decisión no parece acertada si se considera que el texto final del Reglamento había sido alcanzado tras meses de trabajo ciudadano, lo que, en opinión de la Asociación Nacional de Energías Renovables, “otorgaba el mejor reflejo posible” del marco regulatorio necesario para un buen funcionamiento de los SSCC.⁸⁴

En cuanto a la regulación establecida en la Ley N° 20.936, incluye una definición de servicios complementarios en la LGSE. El nuevo artículo 225 letras z) señala que se entenderá por SSCC aquellas “prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72 °. *Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias*”.

En cuanto a la determinación de los SSCC necesarios, la ley instituye que será la CNE la encargada de determinarlos, anualmente y previa propuesta del Coordinador. El informe que debe elaborar el Coordinador respecto del tema “*deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su recalendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y vida útil*” (artículo 72-7 LGSE).

⁸⁴ VALENZUELA, Constanza (2018). *Ministerio de Energía retira reglamento de servicios complementarios y desata preocupación de renovables*. [en línea] Pulso, La Tercera en línea, 14 de abril de 2018. <http://www.pulso.cl/empresas-mercados/ministerio-energia-retira-reglamento-servicios-complementarios-desata-preocupacion-renovables/> [consulta: 1 de junio de 2018].

Los requerimientos de SSCC serán abastecidos mediante licitaciones o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. Solo en el caso que una licitación o subasta sea declarada desierta, el Coordinador podrá instruir la prestación directa del SSCC requerido. Respecto de la valorización de los SSCC, corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta, y en caso de ser necesaria una adjudicación directa, se someterá a un estudio de costos. Finalmente, respecto de la remuneración de estos servicios, la ley establece que será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales.

Claramente, la nueva ley de transmisión representa un avance en materia de SSCC y por ende en ERNC, ya que regula de manera mucho más exhaustiva y moderna un aspecto de suma relevancia para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico con energías intermitentes. Sin embargo, la falta de Reglamento en esta materia es preocupante. Hay muchos aspectos cuya regulación está pendiente y que pueden influir en el desarrollo de los SSCC. El texto que había sido aprobado inicialmente abarcaba bien estas necesidades, razón por la cual no se entiende la decisión del Gobierno actual al respecto. En cualquier caso, es urgente una definición sobre el tema para el correcto desarrollo de las ERNC, en especial en materia de remuneraciones.

Del estudio de la mayoría de los incentivos legislativos establecidos en favor de las ERNC se puede concluir que han tomado fuerza recién durante los últimos tres años, lo que va de la mano con el desarrollo que estas energías han tenido en el último tiempo. Sin embargo, pareciera que, aunque estos estímulos han permitido el crecimiento de las ERNC en Chile, aún no son los adecuados para su correcta integración en la matriz eléctrica. Por lo mismo, la política pública chilena de largo plazo, en esta materia, debiese estar orientada hacia la preparación del sistema eléctrico, para que la inclusión de las ERNC en la matriz no afecte ni la seguridad del suministro ni los precios de la electricidad.

Capítulo IV: Propuestas de política pública en materia de energías renovables no convencionales:

En la línea de lo señalado en el capítulo anterior, es necesario que nuestro país adopte ciertas medidas de política pública para enfrentar de la mejor manera la inminente llegada de las energías renovables a nuestra matriz eléctrica.

Las medidas que se proponen a continuación guardan estrecha relación con las variables de la inecuación que se han analizado *supra*, pues su objetivo es minimizar los costos asociados a las ERNC. En primer lugar, se propone el rediseño de las bases de los procesos licitatorios del sector distribución, para fortalecer la seguridad del suministro y, por ende, la independencia energética. Las bases de las últimas licitaciones no han considerado el hecho de que las ERNC tienen un bajo factor de planta y que son inherentemente intermitentes, lo que ha repercutido en un desarrollo de las mismas que no contempla los riesgos que ello conlleva.

En segundo lugar, proponemos se regule la remuneración de los servicios complementarios, pues establecer correctamente la tarifa de los mismos nos permitirá hacer frente de mejor manera a la estacionalidad e intermitencia de las ERNC, sin afectar la seguridad del suministro eléctrico. Además, una determinación realista del monto a pagar por estos servicios nos permitirá establecer acertadamente el costo de las ERNC y quien debe soportarlo, lo que afecta directamente la variable del precio de la energía.

Finalmente, se propondrá la promoción de distintas fuentes de respaldo y almacenamiento para las ERNC. Estas últimas, y como se ha venido ya diciendo, tienen importantes costos debido a su bajo factor de plantar, su estacionalidad y su intermitencia. Es por ello que se hace necesario, por un lado, replantearse el funcionamiento de las centrales de energía convencional y, por otro, invertir en el desarrollo de fuentes de almacenamiento que sean fiables.

1. Rediseño de las bases de licitación:

Los procesos de licitación 15/01⁸⁵ y 17/01⁸⁶ han sido de los hitos más importantes del sector eléctrico del último tiempo. El primero marcó *records* tanto en materia de precios como de

⁸⁵ Este proceso de licitación ofertaba 12.340 giga watt-hora para abastecer a clientes regulados por más de 20 años, a partir de los años 2021 (bloques 1, 2A, 2B y 2C) y 2022 (bloque 3). El bloque dos corresponde a los llamados bloques horarios.

⁸⁶ Este proceso de licitación ofertaba 2.200 GWH/año para abastecer a los clientes regulados desde el 01 de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2043. Se dividió en seis bloques, tres de ellos por horario y tres de ellos trimestrales.

participación de ERNC. De las 63 empresas que participaron, 12 se adjudicaron el total de la energía a un precio ponderado de 47,6 US\$/MWh, precio que es un 40% menor al del proceso pasado (79,3 US\$/MWh).⁸⁷ En cuanto a las ERNC, se adjudicaron directamente el 52% de la energía licitada, cifra que se explica por la inclusión de los llamados bloques horarios en este proceso. Además, fue un proyecto solar del bloque 2B el que ofertó el precio de energía más barato de todo el proceso, 29,1 US\$/MWh., y que permitió marcar el *record* mundial del precio de energía más barato adjudicado en una subasta de este tipo.⁸⁸ Finalmente, todos los proyectos nuevos que se construirán a raíz de esta licitación son de energías renovables no convencionales.

En cuanto al proceso 17/01, éste ha sido calificado como “histórico” por el nivel de precios obtenidos.⁸⁹ Siguiendo la línea de la licitación 15/01, en la que existió un alto grado de competencia, el precio medio de adjudicación obtenido fue de 32,5 US\$/MWh, es decir el menor precio obtenido en una licitación eléctrica para clientes regulados desde que el mecanismo fue incluido en nuestra legislación por la Ley Corta II.⁹⁰ Además, este precio es un 30% menor al del proceso pasado, lo que se traduce en “un ahorro de 946 millones de dólares en el costo de la energía de los clientes regulados.”⁹¹ Finalmente, fueron las ERNC las grandes protagonistas de esta licitación, en tanto un 100% de la energía adjudicada será abastecida por proyectos de este tipo de energía.

Dejando de lado los exitosos resultados de estos procesos respecto de las metas propuestas para el sector, es necesario detenerse en un par de interrogantes que debiesen ser abordadas a futuro. En primer lugar, existen dudas en el sector respecto del efectivo cumplimiento de los precios proyectados, puesto que, en atención a los costos actuales de las ERNC, las propuestas parecen no ajustarse a la realidad. Así, “*existe una legítima inquietud que dichas*

⁸⁷ ACERA (2016). *Análisis de los resultados del proceso de licitación 2015/01*. [en línea] Santiago, Chile, p. 1. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2016/11/2016-08-Minuta-licitaciones-2015-1-ACERA.pdf>> [consultado: 3 de junio de 2018].

⁸⁸ *Ibíd.* p. 5.

⁸⁹ SAN JUAN, Patricia (2017). *Gobierno adjudica licitación de suministro eléctrico a precio mínimo histórico*. [en línea] La Tercera en Internet, 11 de noviembre de 2017. <http://www2.latercera.com/noticia/gobierno-adjudica-licitacion-suministro-electrico-precio-minimo-historico/> [consultado: 4 de junio de 2018].

⁹⁰ ACERA (2017). *Análisis de los resultados del proceso de Licitación 2017/01*. [en línea] Santiago, Chile, p. 1. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/02/ACERA-Minuta-licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf> [consultado: 4 de julio de 2018].

⁹¹ *Ibíd.*, p. 15.

*ofertas se hayan realizado apostando a que los costos de estas tecnologías sigan bajando y aumenten su eficiencia en los próximos años”.*⁹²

Como la obligación de suministro no comienza sino en 4 años, e incluso para algunos en 6 años más, era posible para los oferentes presentar proyectos que consideren los costos futuros. Sin embargo, detrás de esa apuesta podría existir una vulneración al principio de la seguridad del suministro. Si bien es cierto que las bases contemplan la entrega de boletas de garantía y el pago de multas por atrasos o cancelaciones de los contratos de suministro, estos mecanismos no comprometen de manera importante el patrimonio de los oferentes y por lo mismo, no son freno suficiente para propuestas arriesgadas.

Por eso resulta necesario incluir en las bases mecanismos de responsabilidad más exigentes, tanto para presentar una oferta como para un eventual incumplimiento de contrato. De esta manera, será posible evitar que los oferentes cumplan sus obligaciones con precios muchos más altos, a costa del consumidor –por la diferencia-, o que incluso no puedan llevar adelante sus proyectos por falta de financiamiento, lo que, en virtud de la gran cantidad de proyectos nuevos licitados, puede ser peligroso para la continuidad del suministro. En todo caso, estas reformas deben incorporarse de manera tal que no afecten la sana competencia que ha caracterizado a los últimos procesos licitatorios.

En cuanto al diseño de los bloques de licitaciones, parece más oportuno cambiar los bloques horarios o estacionales por un bloque único que sea abastecido en parte por energías renovables. Es decir, *“en lugar de permitir a cada proyecto ofertar en bloques horarios específicos, dejando al licitante establecer la forma más barata de llenar la demanda efectiva, proponemos que participen en la licitación agentes agregadores que deban hacer ofertas por bloques de energías con perfiles similares a la demanda total”.*⁹³ Así, lo que se propone es que se liciten bloques con varias energías renovables que, en conjunto, puedan abastecer la demanda requerida para dicho bloque. Esto permite reducir los costos adicionales que suponen la estacionalidad e intermitencia de este tipo de energías, en tanto la generación ofrecida va de la mano de la energía demandada. Además, debiese existir un agente agrupador de las distintas fuentes de energía renovable, que debe quedar sujeto a garantías que aseguren el cumplimiento del suministro.

⁹² LIBERTAD Y DESARROLLO (2016). *Licitaciones eléctricas: éxito, moraleja y alguna preocupación*. [en línea] Temas públicos, N°1268-1, 19 de agosto de 2016, p. 5, <<http://lyd.org/wp-content/uploads/2016/08/TP-1268-LICITACIONES-PARA-DISTRIBUCION.pdf>> [consultado: 3 de junio de 2018].

⁹³ CLERC, Jacques, et al., *op. cit.*, p. 218.

2. Regulación de la remuneración de los servicios complementarios:

Los servicios complementarios han sido definidos “*como aquellos recursos del sistema que se requieren para obtener una operación confiable y con los estándares de calidad y seguridad requeridos*”.⁹⁴ Ya nos hemos detenido en su especificación y su regulación en la nueva ley de transmisión. En todo caso, vale la pena recordar la importancia de estos servicios en un sistema con alta penetración de ERNC. Debido a la estacionalidad e intermitencia de este tipo de energías, resulta indispensable contar con mayores reservas de energía base y con un sistema que pueda estar ajustando constantemente la oferta con la demanda eléctrica. Este es el trabajo de los SSCC, que hasta ahora, no habían sido tan relevantes por la baja capacidad instalada de las ERNC en nuestra matriz. Sin embargo, a la luz de los resultados de las últimas licitaciones, esto va a cambiar drásticamente.

Como todo servicio, los SSCC tienen un costo, pero la pregunta es quién debe soportarlo. Según algunos “[d]ado que la intermitencia es una externalidad, son los que la generan los que debieran hacerse cargo de su costo, siguiendo la regla de “el que causa paga”.⁹⁵ Sin embargo, según lo establecido por la Ley N°20.936, el pago es responsabilidad de todas las generadoras que efectúen retiros

A raíz de lo anterior, “*los promotores de centrales generadoras intermitentes no perciben costos asociados por este concepto, pues son socializados entre los demás agentes del mercado, que genera de facto un subsidio cruzado desde ellos a los productores en base a energéticos de disponibilidad variable*”.⁹⁶ En el fondo, el pago de los SSCC debiese ser internalizado en los costos de las ERNC para que puedan ver reflejados en el precio de la energía, de manera tal que el mercado pueda tomar las decisiones correspondientes en base a ese precio y no al actual, que no visibiliza ese factor.

La necesidad de los SSCC es innegable, lo que obliga a regular detenidamente cuánto se debe pagar por ellos y quién asumirá ese cargo. La nueva ley de transmisión representó un avance en esta materia, pero se requiere con urgencia la dictación del Reglamento respectivo, por el cual se zanjen estos problemas. El texto del reglamento que regulaba esta materia, y que fue retirado por el gobierno de Sebastián Piñera, establecía que el cargo correspondería

⁹⁴ *Ibíd.*, p. 219.

⁹⁵ LIBERTAD Y DESARROLLO (2017). *Licitaciones eléctricas: ¿costo real?* [en línea] Temas públicos, N°1328-2, 10 de noviembre de 2017, p. 5. <<http://lyd.org/wp-content/uploads/2017/11/TP-1328-Licitaciones-El%C3%A9ctricas.pdf>> [consulta: 2 de junio de 2018].

⁹⁶ CLERC, Jacques, et al., *op. cit.*, p. 219.

a todas las empresas generadoras que efectuaren retiros destinados a usuarios finales, *a prorrata de sus retiros físicos* (resaltado nuestro). De esta manera, el cargo será asumido por todos los agentes del mercado de generación, sea que provoquen o no con su actividad la necesidad de los SSCC.

En mi opinión, esa debiese ser la regulación en la materia, ya que la seguridad y eficiencia del suministro es responsabilidad de todos aquellos que hacen uso del sistema eléctrico, más allá del hecho o no de ser la causa de los SSCC. Empero, sea cual sea la decisión que se tome en esta materia, urge que se establezcan las regulaciones pertinentes, por cuanto, en el intertanto, mientras no se haga, los precios seguirán sin reflejar un elemento esencial del desarrollo de las ERNC en nuestro país.

3. Promoción de fuentes de respaldo y almacenamiento:

Junto con lo que ya se ha señalado, existen también medidas que se pueden tomar para paliar la estacionalidad e intermitencia de las ERNC. Como ya se explicó en su momento, para mantener la estabilidad del suministro en una matriz con alta penetración de energías renovables, es necesario contar con centrales de energía convencional que puedan reaccionar rápidamente cuando las generadoras ERNC no estén disponibles, o contar con sistemas adecuados de almacenamiento. En cuanto a la primera opción, pareciera ser que la respuesta más adecuada es el desarrollo de centrales hidroeléctricas de embalse. No obstante, existen problemas de inversión en este tipo de centrales, en tanto no se requiere que funcionen constantemente sino más bien en subsidio de las ERNC. Esto genera un desincentivo en su desarrollo, aun cuando son fundamentales para una correcta inserción de las energías renovables en la matriz.

Respecto de este problema, algunos estiman que lo deseable sería que generadores renovables y convencionales celebrasen contratos en los que se acuerde suministrar en forma coordinada bloques de energía. Sin embargo, *“es poco probable que esto ocurra por sí solo, dado que el generador tradicional no tiene incentivos para cambiar su modelo de negocios actual, a menos que esto implique un ingreso adicional. El generador de ERNCI no tiene interés en realizar un pago adicional, dado que la actual ley de ERNC les da prioridad de despacho”*.⁹⁷ Por lo mismo, se requiere alguna regulación que permita visibilizar el beneficio que este tipo de centrales conlleva para poder ponerle un precio. De esa manera, se valoriza

⁹⁷ PICA y SAUMA, *op. cit.*, p. 14.

su necesidad y se genera el ingreso adicional requerido para incentivar la inversión en este tipo de centrales.

Por otro lado, las centrales de embalse requieren de grandes inversiones en materia de transmisión, principalmente por su ubicación geográfica. Con esto, más la dificultad que ya mencionábamos, se hace ineludible analizar la conveniencia de apostar por sistemas de almacenamiento de energía, en orden a dirigir la política pública hacia su mayor desarrollo. *“Las alternativas de almacenamiento como sistemas de baterías BESS, reservorios térmicos o centrales de bombeo mantienen las características deseables de las plantas tradicionales en el sentido de ser despachables, pero permiten ajustes rápidos de la entrega de energía sin incurrir en los costos de ciclaje y sin sufrir desgastes mayores durante períodos de para o baja producción”*⁹⁸ y, por lo demás, no tienen los problemas de transmisión de las centrales de respaldo.

El problema de esta alternativa está en sus altos costos, lo que se explica por su todavía incipiente desarrollo. La figura 4-1 muestra los costos nivelados de energía, considerando la inversión necesaria en sistemas de almacenamiento. Como se podrá observar, son bastante elevados si los comparamos con los precios de energía que se han ofrecido en las últimas licitaciones. Sin embargo, existen pronósticos muy auspiciosos respecto de la evolución de los costos de los sistemas de almacenamiento. La figura 4-2 evidencia el declive que presentaría la inversión de estos sistemas entre los años 2016 y 2024.

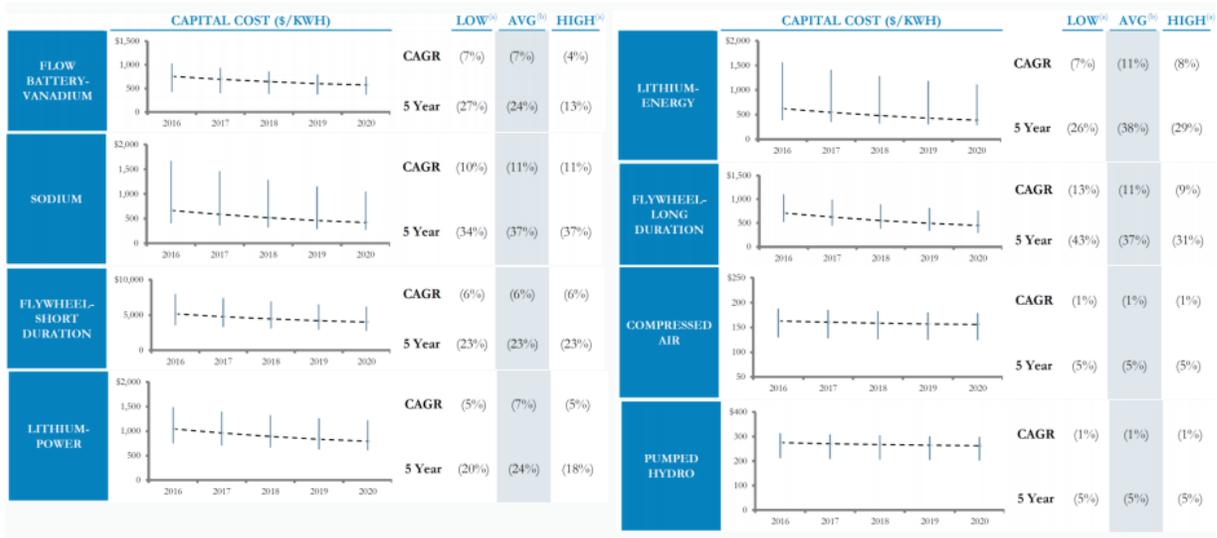
Figura 4-1: Costos de las tecnologías de almacenamiento de energía

Tecnología	Costos nivelados de energía (\$/MWh)
PHS	160 - 220
CAES	120 - 210
Volantes	385
NaS	259 - 294
Ácido-Pb	320 - 1680
Li-ion	680 - 1150
VRB	420 - 805
Zn-Br	195 - 880
Zn-Aire	160 - 200
NaNiCl ₂	310 - 905
Fe-Cr	65 - 248

⁹⁸ CLERC, Jacques, et al., *op. cit.*, p. 216.

Fuente: SAUMA y PICA (2015) Los desafíos de la utilización de las energías renovables no convencionales intermitentes.

Figura 4-2: Evolución de los costos de los sistemas de almacenamiento de energía años 2016-2020



Fuente: Comisión Nacional de Energía 2017.

Debido a la importancia que tienen los sistemas de almacenamiento para el desarrollo de las energías renovables, nuestro país requiere impulsar su avance, sea a través de programas que incentiven la investigación científica sobre el tema, para contar con sistemas de almacenamiento que utilicen recursos propios y de personal capacitado, como con una correcta regulación al respecto, que permita otorgar los incentivos necesarios para impulsar la inversión del sector privado.

Respecto de este último punto, la Comisión Nacional de Energía, en conjunto con el Ministerio del ramo, impulsó la dictación de un reglamento que abordaba esta materia. Dicho texto legal fue aprobado el año 2017, pero al igual que en el caso de los servicios complementarios, fue retirado de Contraloría al asumir el gobierno de Sebastián Piñera. Por lo mismo, la necesidad de definiciones legales se mantiene.

Conclusión

En el ámbito de las políticas públicas parece ser necesario realizar siempre un análisis de los costos y beneficios asociados a la introducción u modificación de una de ellas. Esto ya que las necesidades sociales son infinitas y los recursos fiscales limitados. Puede cuestionarse este tipo de examen para otras decisiones, pero es un requisito mínimo de cualquier política pública que esta conlleve más beneficios que costos. Para ello es necesario determinar, en primer lugar, cuáles son esos costos y beneficios asociados a una determinada política, pues solo una vez que ellos se han identificado es posible cuantificarlos y determinar si se apostará por una determinada política pública o no. Ese ha sido el objetivo principal de esta tesis: mostrar una estructura argumentativa, en base a distintas variables que pueda servir de base para una decisión futura, ahora sí cuantitativa, respecto a la conveniencia o no de las ERNC en Chile. .

Es por ello que la primera parte de esta tesis, y espina dorsal de la misma, tuvo como objetivo desmenuzar las ERNC en términos de variables económicas. Por un lado, se presentaron los importantes costos que este tipo de energías suponen, ya sea para dar inicio a un proyecto, como para su permanencia en el tiempo. Se habló también del bajo factor de planta e inherente intermitencia de las energías renovables, características que nos exigen reformar el sistema eléctrico para la correcta integración de estas energías a la matriz chilena.

Por otro lado, se mencionan los múltiples y variados beneficios que las ERNC conllevan. En materia ambiental, las renovables nos permitirían cumplir con nuestros compromisos internacionales en cuanto a emisiones de gases de invernadero y disminuir nuestros costos en salud derivados de problemas respiratorios. En el ámbito social, las ERNC tienen la capacidad de mermar con los conflictos socioambientales típicos del sector y de generar grandes cantidades de trabajos. En cuanto al sector eléctrico, las energías de este tipo otorgan independencia, bajos precios y aumentan la competencia en el mercado de generación.

Luego del estudio detenido de todas estas variables es posible concluir que nuestro país puede, tranquilamente, apostar por las energías renovables. Hoy es provechoso llevar nuestra política pública en materia eléctrica hacia allá y por lo mismo, los esfuerzos que en ese sentido se hicieron en el último gobierno de la presidenta Bachelet son correctos. Sin embargo, la legislación en materia de ERNC es débil y aún quedan cosas fundamentales por hacer. En cuanto al primer punto, la segunda parte de esta memoria tuvo como objetivo examinar la normativa vigente aplicable a las energías renovables, con especial énfasis en la Ley Corta II y la nueva ley de transmisión.

De esta revisión es posible deducir la timidez con la que se había abordado en la legislación a las ERNC, lo que se explica básicamente por los problemas de competencia del sector y los altos costos que en los últimos 10 años han sido asociados a las ERNC. Recién en el año 2015, con las modificaciones introducidas al mecanismo de licitación establecido en la Ley Corta II, podemos observar un verdadero avance hacia las ERNC. Lo mismo puede decirse de la promulgación de la Ley N°20.936 en el año 2016, cuyos efectos en materia de ERNC y transmisión aún no se manifiestan completamente. Han sido estos últimos pasos los que explican la contundente victoria de las energías renovables en los procesos de licitación 15/01 y 17/01. Empero, ha sido también la cobardía legislativa y reglamentaria la que explica los temores que en el sector se perciben respecto del boom de las renovables.

Es por lo mismo que soy de la opinión de que aún quedan desafíos pendientes en materia de ERNC. Estos se relacionan, básicamente, con lograr una integración a la matriz eléctrica de las energías renovables que no contravenga ni el principio de la seguridad del suministro eléctrico ni el de menor precio posible de la electricidad. Es por ello que en esta tesis se propuso medidas específicas de policía, que tienen como objetivo hacer frente a las variables de precio, seguridad del suministro, factor de planta e intermitencia que forman parte de la inequidad elaborada en este trabajo. La idea es, que estas reformas nos permitan mejorar la estabilidad de ella, de manera tal que los costos asociados a las ERNC sean menores y los beneficios mayores. Ello hará más segura una apuesta de política pública que sea proclive a las energías renovables.

Finalmente, merece ser señalado que es necesario tomar postura respecto de todos los temas desarrollados en esta tesis lo antes posible y plasmarlas en instrumentos legales, ya que solo así es posible introducir los cambios que el sector eléctrico requiere para un seguro avance hacia las renovables. El costo de oportunidad de no hacerlo es grande, ya que podría afectarse la seguridad del suministro y/o los precios de la electricidad, los dos grandes pilares del mercado eléctrico chileno.

Bibliografía

- **Publicaciones de Organizaciones Internacionales o Nacionales:**

1. ACERA (2017). *Análisis de los resultados del proceso de Licitación 2017/01*, [en línea] Santiago, pp. 16. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/02/ACERA-Minuta-licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf>.
2. ACERA (2016). *Análisis de los resultados del proceso de licitación 2015/01*, [en línea] Santiago, pp. 9. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2016/11/2016-08-Minuta-licitaciones-2015-1-ACERA.pdf>.
3. Banco Interamericano del Desarrollo y Bloomberg New Energy Finance (2016). *Climatoscope 2016, Análisis de Chile*, pp. 91. [en línea] <http://2016.global-climatescope.org/en/>.
4. Banco Interamericano del Desarrollo y Bloomberg New Energy Finance (2017). *Climatoscope 2017, Análisis de Chile*, pp. 84. [en línea] <http://global-climatescope.org/en/>.
5. CARVALLO, Juan Pablo; HIDALGO-GONZÁLEZ, Patricia; y, KAMMEN, Daniel (2014). *Imaginando un Chile Sustentable. Cinco hallazgos sobre el futuro del sistema eléctrico y energético chileno*. Estudio realizado para la NCR y Acera, Santiago, pp. 15.
6. Comisión Nacional de Energía (2018). *Reporte Mensual ERNC N° 17*, enero de 2018 [en línea], Santiago, pp. 11. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201801.pdf.
7. Comisión Nacional de Energía (2015). *Anuario Estadístico de Energía 2005-2015* [en línea], Santiago, pp. 140. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf.
8. DELOITTE (2018). *Energy Market Reform in Europe. European energy and climate policies: achievements and challenges to 2020 and beyond*, Zurich, pp. 156.
9. FABRA, Natalia, MONTERO, Juan Pablo y REGUANT, Mar (2014). *La Competencia en el Mercado Eléctrico mayorista en Chile*, Informe realizado para la Fiscalía Nacional Económica, Santiago, pp. 87.
10. IRENA y CEM (2014). *The socio-economic benefits of large-scale solar and wind: an econVale report*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, pp. 108.
11. IEA (International Energy Agency) (2017). *World Energy Outlook 2017*, OECD, Paris, pp. 782.

12. IRENA (2017). *Accelerating the Energy Transition through Innovation, a working paper based on global Remap analysis*, International Energy Renewable Agency, Abu Dhabi, pp. 128.
13. IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, pp. 160.
14. IRENA (2017). *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, pp. 24.
15. LIBERTAD Y DESARROLLO (2017). *Licitaciones eléctricas: ¿costo real?*, Temas públicos, N°1328-2, [en línea], Santiago, pp. 6. <http://lyd.org/wp-content/uploads/2017/11/TP-1328-Licitaciones-El%C3%A9ctricas.pdf>.
16. LIBERTAD Y DESARROLLO (2016). *Licitaciones eléctricas: éxito, moraleja y alguna preocupación*, Temas públicos, N° 1268-1, [en línea], Santiago, pp. 6. <http://lyd.org/wp-content/uploads/2016/08/TP-1268-LICITACIONES-PARA DISTRIBUCI%C3%93N.pdf>.
17. Ministerio del Medio Ambiente (2016). *Segundo Informe Bienal de actualización de Chile sobre el cambio climático*, Santiago, pp. 269.
18. MORRIS, Chris y PEHNT, Martin. (2012) “La transición energética alemana. La Energiewende alemana”. Proyecto de la Fundación Heinrich Böll, Santiago, pp.125.
19. NCR y ACERA (2013). *Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile*, Santiago, pp. 53.

- **Artículos de revistas:**

1. GARCÍA CABRERA, Daniel (2013). *La transición energética de Alemania y su impacto en la Unión Europea: implicaciones para la seguridad energética del proceso de descarbonización económica*, Cuadernos de Investigación, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, pp. 80.
2. GARCÍA PIZARRO, Rodrigo (2017). *La generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales en Chile*. En: *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica: tres estudios de caso*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Buenos Aires, pp. 83-100.
3. MORAGA, Pilar (2012). *Las razones de la conflictividad del sector eléctrico: el caso de la consulta indígena*, Anuario de Derecho Público, Universidad Diego Portales 2012, Santiago, pp. 376-391.

4. PICA, Andrés y SAUMA, Enzo (2015). *Los desafíos de la utilización de las energías renovables no convencionales intermitentes*, Centro de Políticas Públicas UC, Temas de la Agenda Pública, N° 81, Santiago, pp. 1-15.
5. SAUMA, Enzo (2012). *Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile*, Centro de Políticas Públicas UC, Temas de la Agenda Pública, Año 7, Serie N° 52, pp. 1-17.
6. SIKORA, Iryna, CAMPOS, Juan Antonio y BUSTOS, Javier (2017). *Determinantes del precio spot eléctrico en el sistema interconectado Central del Chile*. Revista de Análisis Económico. 32(2), pp. 3-38.

- **Libros:**

1. CLERC, Jacques, et al. (2018). *Energías Renovables en Chile, hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*, Centro de Estudios Públicos, 1^{era} edición, Santiago, pp. 224.
2. MOGUILLANSKY, Graciela (1997). *La gestión privada y la Inversión en el sector eléctrico chileno*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Serie Reformas Económicas, 1^{era} edición, Santiago, pp. 54.

- **Noticias de medios electrónicos:**

1. DUFÉY, Annie (2015). *La transición energética de Chile: la hoja de ruta de energía 2050*. [en línea] Puentes, volumen 16, número 9, noviembre 2015. <https://es.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-de-chile-la-hoja-de-ruta-de-energ%C3%ADa-2050>.
2. FINAT, Carlos (2013). *Nueva Ley 20/25: Aspectos y consideraciones*. [en línea] Revista electrónica Electro Industrial, octubre 2013. <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=216>.
3. OLIVARES, Mauricio (2010). *Licitaciones de energía, parte 1 y 2*. [en línea] Central Energía, 24 de abril de 2010. <http://www.centralenergia.cl/2010/04/29/licitaciones-de-energia-parte-2/>.
4. SAN JUAN, Patricia (2017). *Gobierno adjudica licitación de suministro eléctrico a precio mínimo histórico*. [en línea] La Tercera en Internet, 11 de noviembre de 2017. <http://www2.latercera.com/noticia/gobierno-adjudica-licitacion-suministro-electrico-precio-minimo-historico/>.

5. SEGURA ORTIZ, Patricio (2016) *Los puntos críticos de la Ley de Transmisión Eléctrica que deben resolver los diputados*. [en línea] Centro de Investigación Periodística, 11 de enero de 2016. <<http://ciperchile.cl/2016/01/11/los-puntos-criticos-de-la-ley-de-transmision-electrica-que-deben-resolver-los-diputados/>>.
6. VALENZUELA, Constanza (2018). *Ministerio de Energía retira reglamento de servicios complementarios y desata preocupación de renovables*. [en línea] Pulso, La Tercera en línea, 4 de abril de 2018. <http://www.pulso.cl/empresas-mercados/ministerio-energia-retira-reglamento-servicios-complementarios-desata-preocupacion-renovables/>.
7. *WEF: Chile ocupa lugar 13 entre países con mayor precio de electricidad*. [en línea] La Tercera en Internet, 12 de diciembre de 2013. <http://www2.latercera.com/noticia/wef-chile-ocupa-lugar-13-entre-paises-con-mayor-precio-de-electricidad/>.

- **Normativa:**

1. Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, que fija la Ley General de Servicios Eléctricos.
2. Ley N°19.940 de 13 de marzo de 2004, que Regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, o Ley Corta I.
3. Ley N°20.018 de 26 de julio de 2006, que Modifica el marco normativo del Sector Eléctrico, o Ley Corta II.
4. Ley N°20.257 de 22 de octubre de 2013, que Introduce modificaciones a la Ley General de Servicio Eléctrico respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, o Ley ERNC.
5. Ley N°20.698 de 22 de octubre de 2013, que Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.
6. Ley N°20.936 de 9 de febrero de 2017, que Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.