UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO – CHILE

REVISIÓN Y MEJORAS A LA ACTUAL LEY DE NET METERING EN CHILE

PAULO CÉSAR GONZÁLEZ ORMAZÁBAL

MEMORIA APTA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SRA. MARIA PILAR GARATE CH.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. FRANCISCO DALL'ORSO L.

NOVIEMBRE 2017

A Mirta, Osvaldo, Paula, Luis y Victor, mi querida familia que siempre me ha prestado su apoyo incondicional.

RESUMEN EJECUTIVO

El término “autoconsumo” se utiliza para designar el proceso por el que instalaciones generan electricidad de manera distribuida con el objetivo de que esta sea consumida de manera local. En la mayoría de los casos la instalación consiste en un conjunto de paneles fotovoltaicos instalados en el tejado de una vivienda que producen parte de la electricidad que se consume en ella.

El autoconsumo conlleva una serie de ventajas económicas, ambientales y sociales que hacen que su desarrollo en Chile, como en el resto del mundo, sea muy deseable. La generación de electricidad mediante renovables disminuye la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes y, al mismo tiempo, reduce la importación de combustibles fósiles mejorando tanto la balanza comercial como la soberanía energética de nuestro país. El autoconsumo también aumenta la eficiencia del sistema ya que las pérdidas causadas por el transporte de electricidad disminuyen cuando la generación te realiza en el lugar de consumo.

Además de las ventajas anteriores, el autoconsumo posibilita un cambio de paradigma en el sistema de generación eléctrica. La razón principal es que permite transitar desde un modelo basado en grandes centrales de generación, a otro donde la electricidad se genera a través de un gran número de pequeñas instalaciones cuya propiedad y gestión puede estar mucho más repartida.

La normativa del autoconsumo en Chile parte en el año 2004 con la promulgación de la Ley Corta o Ley 19.940, la cual estuvo orientada principalmente a corregir el sistema de pago al sistema de transmisión. Básicamente regula los sistemas de transporte de energía eléctrica estableciendo un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones a la ley general de servicios eléctricos. Posterior a eso, en el año 2008, se promulgó la Ley Corta II o Ley 20.257, siendo el primer acercamiento con las energías renovables, buscando crear una demanda por proyectos de inversión en este tipo de energías. Básicamente establece que a partir del año 2010 todas las empresas eléctricas del SIC y SING que retiran de sistemas con más de 200 MW de capacidad instalada

deberán abastecer un suministro del 5% de sus ventas anuales de electricidad en base a ERNC. Estas leyes junto con otras más permitieron llegar a la promulgación de la Ley 20.571 en el año 2012, la cual da derecho a clientes regulados de las Empresas Distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, auto-consumirla y vender sus excedentes de energía a la empresas distribuidoras.

Esta última ley es la más importante, posterior a esta han venido modificaciones que permiten darle más atribuciones, como por ejemplo la Ley 20.698 del 2013, la cual amplía la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales, basándose principalmente en comprometer a los oferentes en los respectivos procesos de licitación inyectar energía renovable no convencional a la matriz energética, la cual será medida de manera mensual para así dar compromiso al cumplimiento anual de dicho requerimiento.

El objetivo de la Ley es otorgar mayores facilidades a pequeños generadores conectados en la red de distribución para que puedan inyectar sus excedentes al sistema. Se les están dando beneficios tributarios a quienes puedan obtener una renta a través de este sistema de inyección. Además de valorizar la energía que se pudiera estar inyectando, también se valoriza a favor del generador la disminución de pérdidas que provoca este proceso.

Si bien se han dictado leyes que contribuyen con el cuidado al medio ambiente, en cuanto al Net Metering, que más bien en nuestro país es un Net Billing, aún falta camino por recorrer. Hoy en día el Ministerio de Energía está realizando campañas de educación a la ciudadanía a través de redes sociales, medios de comunicación y en los colegios directamente, pero esto no es suficiente en sí. La principal barrera que limita le desarrollo masivo del Net Metering es el alto costo de capital en comparación con otros sistemas convencionales y el elevado tiempo de retorno del proyecto, lo cual no lo hace atractivo a cualquiera.

En síntesis, las mejoras apuntan a mejorar el financiamiento tanto privado o bien a través de subsidios por parte del gobierno, con el fin de fomentar el autoconsumo energético en los hogares Chilenos y para esto es necesario comparar como lo han hecho algunos países en donde el aporte a la matriz energética proveniente de ERNC es considerable, y más aún

de hogares residenciales. Un ejemplo de esto es Alemania, en donde el gobierno tiene medidas tales que fomenta el autoconsumo energético. Por otro lado y más acorde a la realidad Chilena, está el caso de EEUU quien a través de empresas conocidas como ESCOs (Energy Services Companies) quienes facilitan el acceso al financiamiento a proyectos energéticos como es el caso de instalar paneles fotovoltaicos. Estas empresas han obtenido un gran desarrollo en Latino América en países como Uruguay, Brasil y actualmente en Chile.

ABSTRACT

The term "self-consumption" is used to designate the process by which facilities generate electricity in a distributed manner so that it is consumed locally. In most cases, the facility consists of a set of photovoltaic panels installed on the roof of a house that produce part of the electricity consumed in it.

Self-consumption entails a series of economic, environmental and social advantages that make its development in Chile, as in the rest of the world, very desirable. The generation of electricity through renewables reduces the emission of greenhouse gases and other pollutants and, at the same time, reduces the import of fossil fuels improving both the trade balance and the energy sovereignty of our country. Self-consumption also increases the efficiency of the system since the losses caused by the transport of electricity decrease when the generation is done at the place of consumption.

In addition to the above advantages, self-consumption enables a paradigm shift in the electricity generation system. The main reason is that it allows transit from a model based on large generation plants, to another where electricity is generated through a large number of small installations whose ownership and management can be much more distributed.

The regulation of self-consumption in Chile starts in 2004 with the enactment of the Short Law or Law 19,940, which was mainly oriented to correct the system of payment to the transmission system. It basically regulates electric power transport systems, establishing a new tariff regime for medium electrical systems and introduces adjustments to the general electric service law. After that, in 2008, the Short Law II or Law 20.257 was enacted, being the first approach with renewable energies, seeking to create a demand for investment projects in this type of energy. Basically, it establishes that, starting in 2010, all SIC and SING electric companies that withdraw from systems with more than 200 MW of installed capacity must supply a 5% supply of their annual electricity sales based on NCRE. These laws, together with others, allowed for the enactment of Law 20,571 in 2012, which entitles regulated customers of the Distribution Companies to generate their own electricity, through non-conventional renewable means or efficient cogeneration, auto- consume it and

sell its surplus energy to the distribution companies.

This last law is the most important, after this modifications have come to give it more powers, such as Law 20,698 of 2013, which expands the energy matrix through non-conventional renewable sources, based mainly on engaging the bidders in the respective bidding processes to inject non-conventional renewable energy into the energy matrix, which will be measured on a monthly basis in order to give commitment to the annual fulfillment of said requirement.

The objective of the Law is to grant greater facilities to small generators connected in the distribution network so that they can inject their surpluses into the system. Tax benefits are being given to those who can obtain an income through this injection system. In addition to valuing the energy that could be injected, the decrease in losses caused by this process is also valued in favor of the generator.

Although laws have been passed that contribute to the care of the environment, in terms of Net Metering, which in our country is a Net Billing, there is still a way to go. Today, the Ministry of Energy is carrying out education campaigns for citizens through social networks, media and schools directly, but this is not enough in itself. The main barrier that limits the massive development of Net Metering is the high cost of capital compared to other conventional systems and the long time of return of the project, which does not make it attractive to anyone.

In short, the improvements aim to improve financing either privately or through subsidies from the government, in order to promote energy self-consumption in Chilean households and for this it is necessary to compare as some countries have done where Contribution to the energy matrix from NCRE is considerable, and even more so from residential homes. An example of this is Germany, where the government has measures that encourage self-consumption of energy. On the other hand and more in line with the Chilean reality, there is the case of the US who through companies known as ESCOs (Energy Services Companies) which facilitate access to financing for energy projects, such as the installation of photovoltaic panels. These companies have obtained great development in Latin America in countries such as Uruguay, Brazil and currently in Chile.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I: ANTECEDENTES GENERALES **1**
1.1 INTRODUCCIÓN **1**
1.2 OBJETIVOS **3**
1.2.1 Objetivo General 3
1.2.2 Objetivos Específicos 3
1.3 Metodología **3**

CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE **5**
2.1 Conceptos Energéticos. **5**
2.2 Autoconsumo Energético. **6**
2.3 Antecedentes Energías Renovables No Convencionales (ERNC) **10**
2.4 Net Metering y Marco Regulatorio **14**
2.5 Instrumentos Normativos **20**

CAPITULO III: ANÁLISIS COMPARATIVO CASOS APLICADOS **26**
3.1 Experiencia en el Extranjero **26**
3.1.1 Caso Estudio España 26
3.1.2 Caso Estudio Alemania 31
3.1.3 Caso Estudio Australia 38
3.1.4 Caso Estudio California EEUU 45
3.2 Experiencia Nacional **50**
3.2.1 Caso Estudio Vitacura 50

CAPÍTULO IV: IMPACTO LEY NET METERING **54**
4.1 Implicancias Instrumentos Legales **54**
4.2 Críticas a la Ley de Net Metering **62**

CAPÍTULO V: IDENTIFICACIÓN FALENCIAS LEY ENERGÉTICA **64**
5.1 Análisis del Reglamento de la Ley N° 20.571 ..... **64**
5.2 Beneficios y Desventajas Net Metering **67**
5.3 Falencias de la Ley N° 20571 ..... **69**
5.4 Objetivos de los Instrumentos de Incentivo **76**

CAPÍTULO VI: PROPUESTAS DE MEJORA **80**
6.1 Lecciones aprendidas de los casos propuestos **80**
6.2 Empresas ESCO **82**
6.3 Propuestas de Políticas Públicas para el desarrollo de las ERNC **83**
6.4 Objetivos Regulatorios **85**
6.5 Recomendaciones Financieras **86**

6.5.1 Desarrollo de nuevos instrumentos financieros. 92
6.5.2 Fortalecimiento de Capacidades en el Sector Financiero 94
6.6 Otros Incentivos 96
CONCLUSIONES 98
BIBLIOGRAFÍA 100

Índice de Figuras

Figura 1: Componentes autoconsumo de conexión a red. 9
Figura 2: Recurso energético disponible actualmente en el mundo, así como el consumo global anual de energía por los humanos. 11
Figura 3: Inversión Mundial en energía y combustible renovables. 11
Figura 4: Inversiones Mundiales en Energía Renovable por tecnología, al año 2015. 12
Figura 5: Evolución Capacidad Instalada ERNC (MW) (Chile renovables, 2014). 13
Figura 6: Capacidad acumulada de ERNC en operación. 14
Figura 7: Potencia Fotovoltaica Instalada Acumulada 2007-2015 en España. 31
Figura 8: Evolución del costo de sistema fotovoltaico instalados en tejados con potencia menor a 10 kW en Alemania. Capacidad fotovoltaica instalada anualmente en Alemania (escala derecha y barras de color naranja). 33
Figura 9: Evolución de las FIT en Alemania. 35
Figura 10: Distribución, según su tamaño, de las centrales fotovoltaicas instaladas anualmente en Alemania. 36
Figura 11: Propiedad de la potencia instalada de generación eléctrica renovable en Alemania en 2012. 37
Figura 12: Inversión de energía renovable en Australia. 39
Figura 13: Variación tarifa A1 empresa Synergy comparado con la variación de la tarifa fotovoltaica + batería. 44
Figura 14: Capacidad solar fotovoltaica instalada 2009-10 hasta 2013-24. 44
Figura 15: Evolución de la potencia fotovoltaica total instalada en California. En azul, instalaciones que venden toda su generación, en rojo instalaciones en régimen de autoconsumo. 46
Figura 16: Propiedad de las instalaciones de autoconsumo en California. Estos datos hacen referencia a todos los sectores (residencial, comercial, industrial, instituciones públicas, etc.). 50
Figura 17: Ilustración Ley 20.257. 76

Índice de Tablas

Tabla 1: Cuadro comparativo de los distintos casos de estudio. 53
Tabla 2: Resumen implicancia instrumento legal. 55
Tabla 3: Resumen incentivos económicos. 90

CAPÍTULO I: ANTECEDENTES GENERALES

1.1 INTRODUCCIÓN

Existe un consenso cada vez mayor entre los estudiosos acerca de los inmensos riesgos del cambio climático global y la necesidad urgente de promover tecnologías de energía limpia para afrontar este desafío (Brown y Sovacool, 2011; Mowery et al., 2010). Los economistas neoclásicos creen que los mercados por sí solos son insuficientes y las políticas gubernamentales son necesarias para interiorizar las externalidades asociadas con la difusión de innovaciones sostenibles (Jaffe et al., 2005). La forma de diseñar esquemas de políticas que promuevan eficazmente la tecnología de energía limpia se ha convertido en un problema central en los debates sobre el cambio climático y la política energética.

En este caso Chile no ha sido la excepción. A comienzos del año 2012 se aprobaron los artículos en la Ley Eléctrica para regular la remuneración de los pequeños medios de generación distribuida conectados al sistema de distribución. Dicho articulado, permite justamente a los clientes domiciliarios inyectar energía a la red por medio de generación distribuida de electricidad y que reciban un pago por dicha inyección, lo que es más bien conocido como Net Metering, que no define tarifas diferenciadas para energía consumida y generada, sino que mas bien permite que el medidor "corra" en dirección inversa en un momento cuando la energía producida por un hogar sea mayor a la energía consumida en ese instante, permitiendo a los clientes domiciliaros alcanzar incluso niveles de pago cero en sus cuenta de electricidad, con el perjuicio de no recibir compensación por los excedentes de energía que inyecta a la red. Caso distinto es el otro método de compensación para los clientes regulados existente hoy conocido como Feed-in Tariff, método que requiere o la existencia de 2 medidores de electricidad residencial para la contabilización tanto de la energía consumida como de la energía generada e inyectada a la red; o pudiendo implementar solo un único medidor "smart meter" con la capacidad de almacenar estas dos medidas.

Esta modalidad está dirigida a quienes utilicen Energías Renovables No Convencionales (ERNC) para la generación de electricidad, tales como hidráulica,

geotérmica, solar, etc. Si bien es muy atractiva en términos de cuidado del medio ambiente y a nivel de economía doméstica, han pasado aproximadamente 5 años y esta ley no se ha masificado. Ante esto, surge la interrogante, ¿Por qué no se ha masificado el Net Metering en Chile? ¿Cuál es la razón?. Chile es un país con gran potencial solar, pero desgraciadamente no se aprovecha del todo.

Una de las razones de esto es que la inversión inicial a realizar en la adquisición de los paneles fotovoltaicos es elevada para el cuidadano promedio, además de que el tiempo de retorno de la inversión es a muy largo plazo. Un estudio encargado por la Asociación Chilena de Energía Solar (Acesol) a la Universidad de Michigan (Electricidad, 2016), sobre la situación de la energía fotovoltaica a nivel de consumidor final en Chile, indicó que en las condiciones actuales del mercado, el payback en nuestro país es de 9 años. El informe concluyó que la energía solar residencial no es lo suficientemente atractiva económicamente para su masificación y asegura que el retorno máximo debería ser de cinco años. Dado esto, es necesario implementar mejoras para insentivar el uso de esta política a través de políticas públicas en materia energética, pero ¿Es esto suficiente?.

Adicional a esto, el concepto de Net Metering está presente en el mundo desde 2009, siendos los pioneros la comunidad Europea. Cada uno de los paises miembros de esta comunidad tienen su fórmula propia para el funcionamiento de esta política y la idea es encontrar la combinación óptima para aplicar a nuestra realidad país. Además, a lo largo de este tiempo han surgido algunos inconvenientes que no han permitido el desarrollo óptimo de esta política, entonces, dada esta realidad ¿Qué medidas se deben tomar para que, una vez aplicado el modelo ideal, no se comentan los errores que han surgido en otros países?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Analizar la situación actual de Autogeneración de Energía mediante Energías Renovables No Convencionales (Net Metering) en Chile a través de un análisis técnico/financiero de la realidad de esta política en otros países, con el fin de masificar su utilización en nuestro país.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Investigar la realidad de otros países que han aplicado el concepto de Net Metering, conocer su realidad, el camino que han recorrido para su implementación a través de una investigación en la bibliografía existente, con el fin de obtener información útil que se pueda adaptar a nuestra realidad y así mejorar el modelo actual.
- Analizar el impacto que ha tenido la actual Ley de Net Metering desde su aprobación.
- Identificar posibles falencias de la actual ley energética de Net Metering a través de una revisión de la actual ley 20.257 con el fin de visualizar potenciales mejoras.
- Proponer un plan de generación de políticas y mecanismos financieros que permitan acortar el tiempo de retorno de la inversión, a través de un análisis y evaluación de la realidad de otros países, con el fin de adaptar estas experiencias a la realidad Chilena y así masificar el concepto de Net Metering.

1.3 Metodología

Esta investigación está enfocada en analizar la situación actual en nuestro país de la ley de Net Metering, además de promover mejoras, con el fin de hacerlo más masivo, basándose en países que han tenido buenos resultados al respecto. Esto se realiza con el fin de analizar el escenario actual de aquellos países pioneros, ver los problemas que están teniendo hoy en día, y compararlo con la realidad de nuestro país, para así mejorar la

propuesta actual y disminuir el impacto negativo que puedan tener a futuro, en base a un análisis comparativo tipo Benchmark.

En primer lugar, es necesario definir el diseño de la investigación, el cual es no experimental ya que no hay manejo ni modificación de variables de investigación, se estudia tal y como se presenta. Es más, se estudian casos recogiendo información acerca de situaciones existentes en la actualidad de aquellos países que ya tienen implementado el Net Metering.

Para el caso particular de esta investigación, el tipo de estudio se define como descriptivo, en donde se pretende medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las que se refieren; en esta clase de estudio el investigador debe ser capaz de definir, o al menos visualizar, qué se medirá y sobre qué o quienes se recolectaron los datos (Arias, 1999). En base a esto, la manera de recopilar la información es buscando en la literatura, principalmente internet, reuniendo los escritos de cómo ha sido la experiencia de otros países en relación al Net Metering.

En esta investigación se utilizó el paradigma mixto, es decir, la combinación de los enfoques cuantitativos y cualitativos, ya que ambos emplean procesos cuidadosos, sistemáticos y empíricos. En este enfoque se utiliza la interpretación de datos cuantitativos en cualitativos y viceversa, así como también se pueden utilizar los dos enfoques para responder preguntas de investigación del planteamiento del problema (Hernández et al., 2006).

Para este trabajo, se reúnen los datos a partir de una muestra de sujetos cuidadosamente seleccionados como lo son Alemania, España, Australia, Estados Unidos, entre otros; y se procuran extraer generalizaciones válidas sobre la población que representa la muestra, es decir, los países mencionados anteriormente, con el fin de extraer su experiencia para extrapolarla a nuestra realidad. El objetivo del estudio consiste en realizar una indagación a profundidad dentro de un marco de referencia social, en donde a partir de los datos recopilados poder inferir y asimilarla a la realidad de nuestro país, con el fin de minimizar el impacto negativo que esta ley pueda tener y además maximizar lo beneficios de la misma.

CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE

2.1 Conceptos Energéticos.

La energía es una magnitud física, que asociamos con la capacidad que tienen los cuerpos para producir trabajo mecánico, emitir luz, generar calor, etc. En todas estas manifestaciones hay un sustrato común, al que llamamos energía, que es propio de cada cuerpo (o sistema material) según su estado físico- químico, y cuyo contenido varía cuando este estado se modifica. (Fowler, 2007).

En relación a las fuentes de energía, estas son principalmente, elaboraciones de recursos naturales, de las que se puede extraer energía para realizar un trabajo específico, y así, obtener de ello alguna utilidad, o trabajo útil del mismo recurso. Las principales utilidades de las fuentes energía, en sus distintas formas, son, la generación de energía eléctrica (iluminación, motores eléctricos y comunicaciones), calor (calefacción y procesos industriales) y movimiento (transporte y procesos industriales) (CNE, 2013).

De la misma forma, las fuentes de energía se clasifican en dos principales grupos, estos son:

- Energía Renovable. Son fuentes de energía sustentables en el tiempo, esto significa que la utilización del recurso para la generación de energía, corresponde a un recurso natural, y abundante en la naturaleza. Estos tipos de fuentes son la Energía Hidráulica, Geotérmica, Eólica, Solar y Biomasa.
- Energía No Renovables. Son fuentes energéticas de uso limitado en el tiempo, debido a que el recurso que utilizan para la generación de energía no es sustentable o recuperable en el tiempo, como por ejemplo los Hidrocarburos, Gas Natural, Carbón Mineral y Nuclear.

Estas distintas fuentes de energía se utilizan para producir una forma de energía que es muy útil: la Energía Eléctrica. Esta es el tipo de energía más común que se genera gracias a las fuentes mencionadas anteriormente. Es la forma de energía que resultará de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, situación que permitirá establecer una

corriente eléctrica entre ambos puntos si se los coloca en contacto por intermedio de un conductor eléctrico para obtener el trabajo mencionado. En tanto, la energía eléctrica es una energía capaz de transformarse en muchísimas otras formas de energía como ser: la energía luminosa, la energía térmica y la energía mecánica. (Definición ABC, sf).

Volviendo a las fuentes de Energía, en particular a las Renovables, esta se puede clasificar en dos tipos. En primer lugar están las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) las que se caracterizan principalmente, por implicar procesos de transformación y aprovechamiento de energía útil, que no agotan los recursos que consumen. Entre estas fuentes renovables están: la hidráulica, la solar (térmica y fotovoltaica), la eólica y la de los océanos. Dependiendo de su forma de aprovechamiento, las ERNC generaran impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía, debido a la baja o nula emisión de gases de invernadero y el aprovechamiento de recursos totalmente renovables, como lo son el viento y el sol. En segundo lugar, están las Energías Renovable Convencionales (ERC) dentro de la cual se pueden considerar, en gran modo, a la hidráulica (Rodríguez y Ortega, 2006).

De la información entregada, la fuente de Energía más útil y eficiente es la Energía Renovable No Convencional, pero en particular, la proveniente del Sol. Esta última es la principal fuente de energía para todos los procesos en el sistema tierra -atmósfera - océano, más del 99.9 % de la energía que este sistema recibe proviene del Sol (Inzunza, sf). Es por esta razón que se debe incentivar a generar energía limpia y amigable con el medio ambiente utilizando dicha fuente.

2.2 Autoconsumo Energético.

En la actualidad existe un impacto cada vez mayor sobre los recursos del planeta. Esto hace que los recursos energéticos convencionales de origen fósil se agoten, haciendo que su precio sea cada vez más caro y que suframos los efectos del cambio climático. Y las centrales nucleares no son la solución: son caras, no son seguras y dejan unos residuos radiactivos durante miles de años (Sud Renovables, s.f.). La solución está en utilizar la energía proveniente del sol.

La energía solar que recibe la Tierra, hoy en día se considera como una fuente

importante de energías limpias y renovables (utiliza ciclos naturales para producir energía: movimiento del agua, el viento, etc.), y una de sus principales característica es que no produce residuos tóxicos y su mantenimiento es sencillo ya que no depende de un suministro eléctrico. Ésta se transmite a través de las ondas electromagnéticas presentes en los rayos de sol, las cuales son generadas en forma continua y emitidas permanentemente al espacio, parte de ella llega a la Tierra, y alrededor del 70% es absorbida por la atmósfera, la tierra y por los océanos. El otro 30% es reflejado por la atmósfera de regreso al espacio (Salinas, 2011).

En cuanto al contexto de esta investigación, Welsch et al. (2017), plantean que el autoconsumo de energías renovables se define como la electricidad producida a partir de ERNC, no inyectada a la red de distribución y consumida por el propietario de la unidad de producción de energía o por los asociados directamente contratados al productor. Hasta la fecha, la tecnología con mayor participación en la generación de energía distribuida es la fotovoltaica, la cual es una celda que genera una fuerza electromotriz cuando se encuentra bajo la acción de una radiación luminosa.

Uno de los mayores retos para el autoconsumo en los hogares es la disparidad entre la generación de energía eléctrica de las celdas fotovoltaicas y la demanda real. La mayor parte de la producción de energía tiene lugar al medio día, cuando los usuarios no están en casa. En consecuencia, el potencial estimado de autoconsumo sin capacidad de almacenamiento o respuesta a la demanda varía entre el 17% y el 44%, dependiendo del tamaño del hogar y la exposición a la irradiación (Welsch M., 2017).

Para entender este concepto se debe tener presente que los sistemas de autoconsumo se clasifican en aislados o con conexión a red, según estén o no conectados a la red eléctrica.

i. Sistemas Aislados. Se utiliza para producir electricidad que se consume en el instante o se almacena en baterías eléctricas para su uso posterior.
ii. Sistemas de Conexión a Red. El sistema de conexión a red permite verter los excesos de electricidad (la que no se consume) a la red eléctrica. Este permite obtener un suministro de electricidad con el mecanismo de compensación diferida o balance neto, un sistema de compensación de saldos, gestionado por

las compañías eléctricas, que descuenta de la electricidad obtenida de la red, los excesos de producción del sistema de autoconsumo. Esta práctica está sujeta a la legislación vigente en cada país.

iii. Sistemas conmutados con la red. También se puede hacer un sistema conmutado con la red; bien con un conmutador aparte o integrado en el inversor que conmutan la instalación solar con la de la red en 10 milisegundos; con lo que convertimos la instalación solar en una aislada, pues nunca se "toca" con la compañía. Hacen falta unas baterías con un poco de acumulación, lo que encarece demasiado la instalación en comparación con la de conexión, pero puede acogerse a la legislación de aislada.

Principalmente hay dos escenarios en donde se aplican las instalaciones de autogeneración. El primero de ellos se da en el caso en donde debido a la imposibilidad de infraestructuras o su elevado costo, no es posible conectarse a la red de distribución eléctrica. El segundo escenario es el de los visionarios quienes quieren detener el control absoluto de la compañías eléctricas por un lado y por el otro contribuir a la energía limpia y renovable (Energiza, s.f.).

Un sistema de autoconsumo fotovoltaico de conexión a red está formado por el conjunto de paneles fotovoltaicos y un inversor (ver figura 1). Para esto se debe saber que:

- Los paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (electricidad solar).
- El inversor es un aparato electrónico que convierte la corriente continua, generada, por ejemplo, por el panel fotovoltaico, en corriente alterna. Este se conecta a los paneles con un cable.

Figura 1: Componentes autoconsumo de conexión a red.

Fuente: https://www.universalsolarpr.net/plantas-fotovoltaica/

Otro tema importante a tratar es el beneficio del autoconsumo. Uno de estos es que compite con los precios minoristas de electricidad, donde se alcanza o se alcanzará pronto la paridad entre los precios al por menor y los costes de la generación fotovoltaica. Esto permite a los propietarios beneficiarse de los ahorros en la cuenta de luz. Otro beneficio está relacionado al empoderamiento que tienen los consumidores. El autoconsumo puede contribuir a un uso eficiente de la energía al permitir a los consumidores asumir la responsabilidad de su consumo y producción de energía, lo que puede conducir a una mayor conciencia entre los consumidores con respecto a su propio uso de energía y puede animarlos a ajustar activamente sus hábitos de consumo de energía. Por lo tanto, puede conducir a una reducción en el uso de energías convencionales. Finalmente, otro beneficio que se puede rescatar está relacionado a la disminución de la carga eléctrica a la red y a la reducción de los costos de producción de electricidad. Gestionado de manera correcta, el autoconsumo de las ERNC puede disminuir la presión sobre la red eléctrica generada por la alimentación de la electricidad a partir de la misma. La explotación de estas conduce a altos niveles de producción y a una baja carga residual en épocas de alta intensidad solar. En

otros períodos puede haber poca contribución de ERNC para cubrir la demanda de electricidad. En este contexto, los estudios demuestran que el autoconsumo extendido por medidas de almacenamiento y respuesta a la demanda puede reducir los costos adicionales de integración para paneles fotovoltaicos en niveles de alta incidencia solar (18% de la producción total de electricidad) en un promedio de alrededor de 20% (Welsch, 2017).

El autoconsumo energético a través de paneles solares ya se encuentra instalado en los países desarrollados, debido a que la energía se obtiene limpiamente, además de los beneficios mencionado anteriormente. Debido a esto, la regulación de este concepto en nuestro país se hace necesaria y a raíz de esto es que nace el concepto de Net Metering. Esta ley permite generar un marco regulatorio a la generación de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable no convencional como es el caso de la energía proveniente del sol. Pero antes de entrar en este tema, es necesario ver el estado actual de este concepto tanto en el mundo como en nuestro país para luego regularlo.

2.3 Antecedentes Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

El Net Metering es un sistema que ya está presente en algunos países del mundo, y por el crecimiento que ha tenido en los últimos años, no es de extrañar que se masifique en gran parte del mundo (Ordenes, 2012). Este concepto, que se tratará más adelante, se basa en la generación de energía limpia (ERNC). Por otro lado, el uso de energías renovables se ha masificado en el mundo últimamente, siendo la más popular la energía solar, tal como se puede apreciar en la figura 2.

Es claro que las políticas públicas de varios países han ejercido una influencia fundamental en el crecimiento de los mercados actuales de las energías renovables. Todos los indicadores de los mercados mundiales de las energías renovables muestran que estas están creciendo aceleradamente (Estrada, 2013). La figura 3 muestra nuevas inversiones en energías renovables en los mercados mundiales, llegando al 2015 con 286,000 millones de dólares. Sin embargo, y a pesar de este crecimiento, el uso de las energía renovable sigue siendo pequeño comparado con el uso de los hidrocarburos.

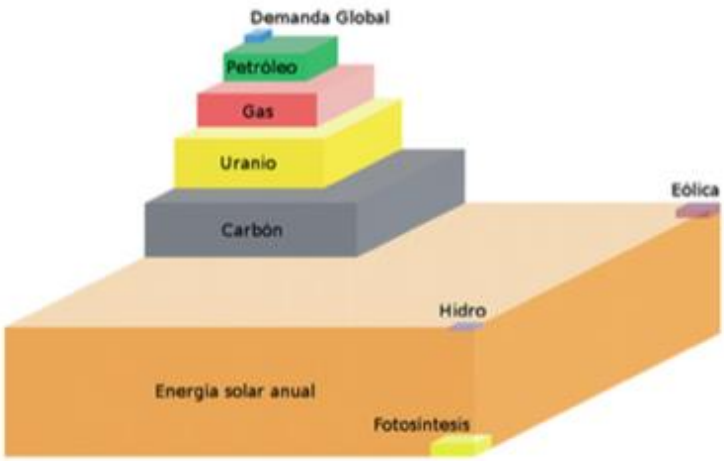

Figura 2: Recurso energético disponible actualmente en el mundo, así como el consumo global anual de energía por los humanos.

Fuente: http://www.ecologiapolitica.info/?p=4720.

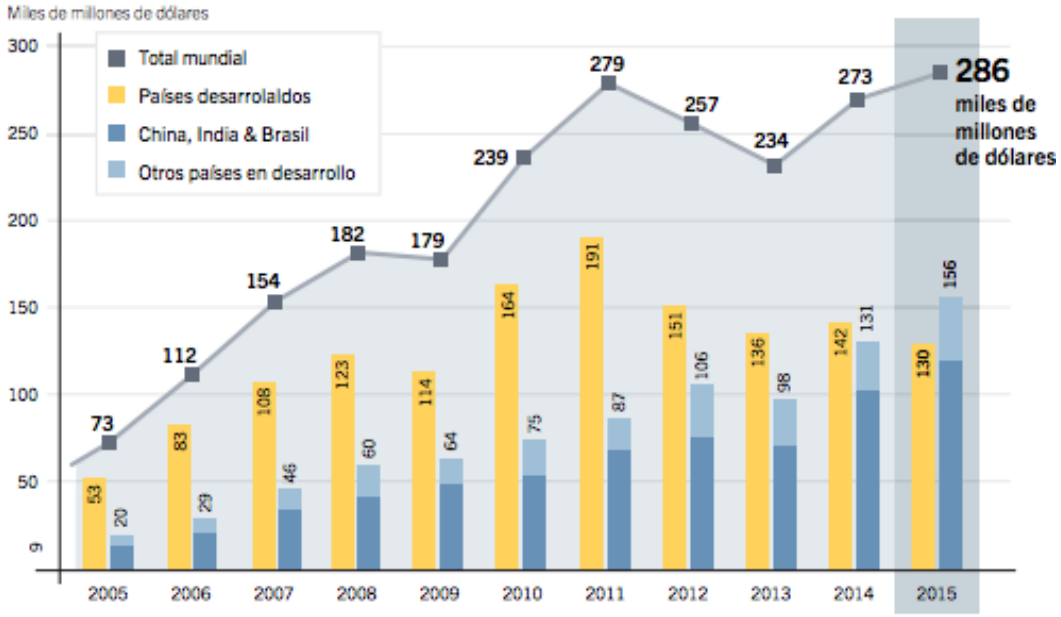

Figura 3: Inversión Mundial en energía y combustible renovables.

Fuente: https://ovacen.com/espana-ejemplo-en-energias-renovables/

En particular, la energía proveniente del sol ha aumentado su uso en el último tiempo. La figura 4 muestra el nivel de inversión mundial al 2015 por tipo de energía renovable, en donde la solar presenta el mayor crecimiento (Ren21, 2016)

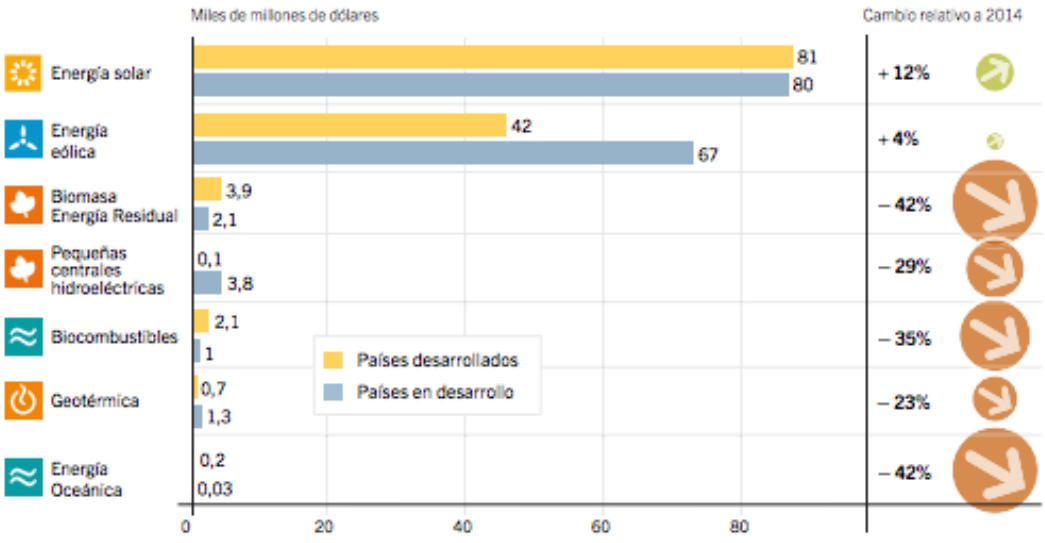

Figura 4: Inversiones Mundiales en Energía Renovable por tecnología, al año 2015.

Fuente: https://ovacen.com/espana-ejemplo-en-energias-renovables/

Estos datos muestran que el uso de energía solar en el mundo ha aumentado en el último tiempo, lo que conlleva a generar políticas que permitan regular su uso. Es aquí donde entra el concepto de Net Metering.

Por otro lado, a nivel nacional, el uso de energías no renovables ha aumentado en los últimos años, esto debido a incentivos legales en el uso de este tipo de energía. Para visualizar este aumento se muestra la figura 5, en donde se aprecia el aumento del uso de este tipo de energía clasificada por tipo de fuente.

Con la incorporación plena de las ERNC como base en la matriz y la existencia de aspectos regulatorios que favorecen su desarrollo, sólo se puede esperar una creciente consolidación de este tipo de energías. Chile tiene una relación especial con las Energías Renovables No Convencionales. A su tímida aparición hace una década, le siguieron años de progresivo pero lento crecimiento hasta la irrupción protagónica que se ha vivido en el

último tiempo. Hoy ya nadie duda de la importancia de las ERNC, al estar consolidadas como una genuina fuente energética eficiente y competitiva para el país (Ruiz, 2016).

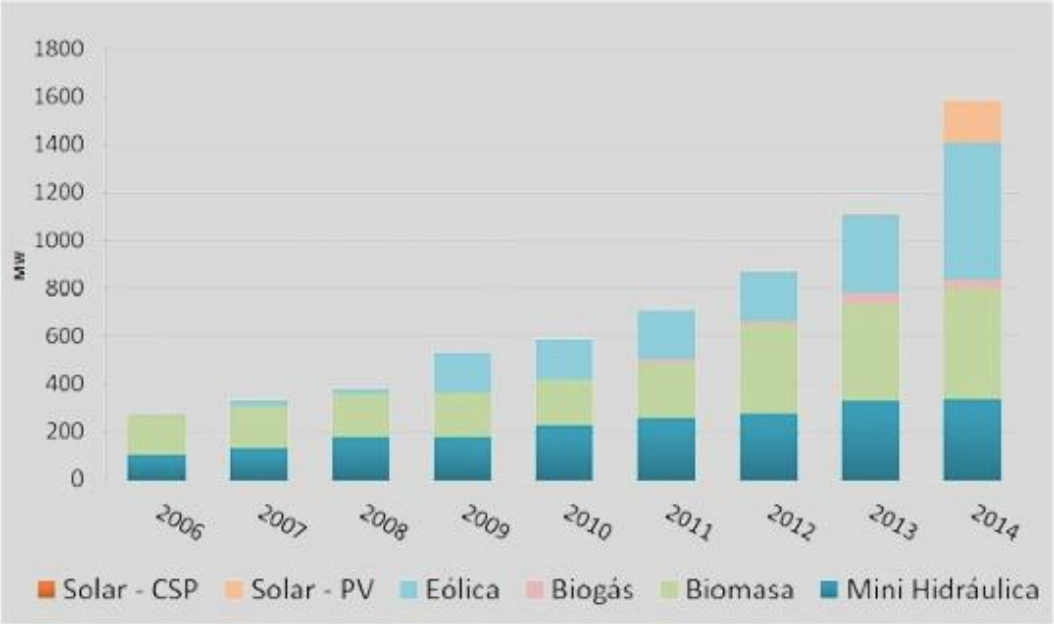

Figura 5: Evolución Capacidad Instalada ERNC (MW) (Chile renovables, 2014).

Fuente: http://www.chilerenovables.cl/2014/06/

Según un artículo publicado en Abril de este año en la Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, la gremial Asociación Chilena de Energías Renovables (Acera) afirmó que el crecimiento hoy en día representa el 14,7% de generación eléctrica en Chile gracias las Energías Renovables No Convencionales. Esta cifra se alcanzó gracias a las condiciones naturales del país, sumadas a incentivos regulatorios, permitiendo ganar un espacio significativo en la matriz eléctrica nacional. Estos antecedentes se justifican con la figura 6, donde se muestra el aumento que han tenido en el último tiempo las ERNC, en su conjunto.

De todas las fuentes de energía, la solar es la más consolidada. Según la Comisión Nacional de Energía (CNE), a febrero, el 76% de los proyectos de generación con ERNC en construcción son solares fotovoltaicos. Ya son el 5% de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC) (Acera, 2017).

Luego de mostrar el aumento que han tenido las Energías Renovables No Convencionales en Chile y el mundo, se aprecia una ambiciosa proyección la cual es llevar

la matriz energética proveniente aún de fuentes convencionales a una completamente, o en su gran mayoría, de energía limpia. Para esto, es necesario incentivar este uso de energía a través de políticas públicas que hagan más accesibles este tipo de energía. Dado esto, es necesario conocer el contexto regulatorio que hay detrás de ésta.

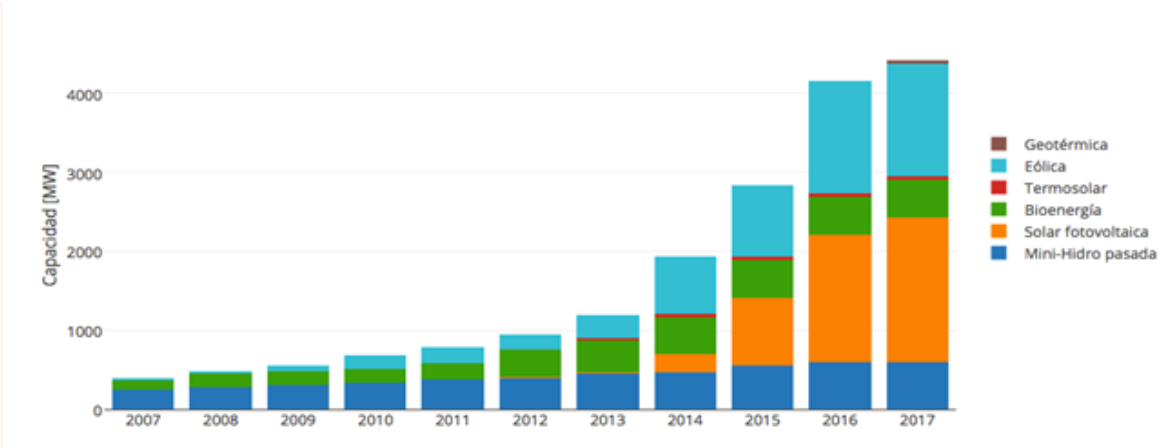

Figura 6: Capacidad acumulada de ERNC en operación.

Fuente: https://plot.ly/~acera/5/

2.4 Net Metering y Marco Regulatorio

Previo al análisis de las leyes que existen hoy en día en este ámbito, es necesario definir el concepto del cual se ha hablado y en el que se basa este trabajo: El Net Metering El concepto de Net Metering se refiere a la energía solar que produce el consumidor es "medida", por lo que cualquier exceso de energía que se produce es almacenado en una cuenta virtual del consumidor para ser usada a futuro. Por otro lado, el concepto de Net Billing permite a los clientes generar energía eléctrica para su propio consumo y vender cualquier exceso de energía que produzca a la red eléctrica.

Teniendo en cuenta ambos conceptos y la diferencia entre ellos, se puede apreciar que la ley aprobada en el congreso en febrero del año 2012, es del tipo Net Metering dado que así la bautizaron, pero con connotación de Net Billing ya que permite vender los excedentes energéticos a la red. Esta ley busca fomentar el uso de pequeños generadores (básicamente por ERNC y cogeneración) estableciendo beneficios tributarios y tarifas convenientes para los usuarios del sistema que deseen inyectar sus excedentes a la red de distribución (SEC,

s.f.). Esto ha significado un gran avance para la energía fotovoltaica, ya que permite financiar el costo en el que se incurre para su instalación. Sin embargo, también afirma que el generador debe incurrir en los costos que sean necesarios para la instalación de los sistemas, incluyendo las obras y adecuaciones que sean necesarias en el sistema para permitir la inyección.

En definitiva, permite inyectar a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma.

En base a esto, existen ciertos instrumentos legales que favorecen e incentivan el uso de ERNC, además de regularlas. Estos son:

i. Ley 19.940. Ley promulgada en el año 2004, la cual está orientada principalmente a corregir el sistema de pago al sistema de transmisión. Básicamente regula los sistemas de transporte de energía eléctrica estableciendo un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones a la ley general de servicios eléctricos. Abre el mercado spot (mercado en donde todos los activos que se compran o venden se entregan de forma inmediata) asegurando el derecho a conexión a las redes de distribución a las centrales de tamaño pequeño (tamaño que se ubican muchas centrales ERNC) y las exime del pago de peaje del sistema de transmisión (total para plantas menores a 9 MW y parcial para plantas menores a 20 MW) (Ley 19.940).

ii. Ley 20.257. Ley promulgada en el año 2008, la cual define lo que son las Energías Renovables no Convencionales o ERNC y busca crear una demanda por proyectos de inversión en este tipo de energías. Básicamente establece que a partir del año 2010 todas las empresas eléctricas del SIC y SING que retiran de sistemas con más de 200 MW de capacidad instalada deberán abastecer un

suministro del 5% de sus ventas anuales de electricidad en base a ERNC. A partir del 2014, este porcentaje se incrementará gradualmente en un 0.5% anual hasta llegar a un 10% en 2024. Las generadoras tradicionales pueden cumplir la obligación a partir de proyectos ERNC propios o partir de terceros bajo contrato de suministro. La obligación aplica a contratos de suministro a clientes libres y a empresas de distribución bajo contrato a partir del 31 de agosto de 2007. La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de esta obligación, deberá pagar un cargo de 0.4 Unidades Tributarias Mensuales (UTM) equivalente -unos US$2918 -por cada megawatt-hora de déficit respecto de su obligación, el cual se incrementará a 0.6 UTM (US$ 42) por cada megawatt-hora de déficit para aquellas empresas que no cumplan su obligación nuevamente dentro de los tres primeros años del primer incumplimiento. La ley aplica sólo aquellos proyectos ERNC que hayan sido conectados a la red a partir del 1 de enero de 2007 (Ley 20.257). Por otro lado, esta ley define claramente cuáles son las fuentes de Energía Renovables No Convencionales, las que se detallan a continuación:

a. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
b. Aquellas cuyas fuentes de energía primarias sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 22.000 kilowatss.
c. Aquellas cuyas fuentes de energía primarias sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
d. Aquellas cuyas fuentes de energía primarias sea la energía solar, obtenida de la radiación del sol.
e. Aquellas cuyas fuentes de energía primarias sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
f. Aquellas cuyas fuentes de energía primarias sea la energía de los

mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

g. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

iii. Ley 20.571. Ley promulgada en el año 2012, el objetivo de la ley es dar derecho a los clientes regulados de las Empresas Distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, auto consumirla y vender sus excedentes de energía a la empresas distribuidoras (clientes regulados corresponden, en general, a pequeños y medianos consumidores que tengan una capacidad conectada inferior a 2.000 kilowatts (kW)). Y donde el sistema de generación con energías renovables tenga una potencia instalada menor a 100 kW nominal (Ministerio de Energía, 2015). Básicamente, esta ley regula la valorización de la energía inyectada a la red, en donde la misma deberá ser descontada de la facturación correspondiente al mes donde se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Ley 20.571).

iv. Ley 20.698. Ley promulgada en el 2013, amplía la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Se basa principalmente en comprometer a los oferentes en los respectivos procesos de licitación inyectar energía renovable no

convencional a la matriz energética, la cual será medida de manera mensual para así dar compromiso al cumplimiento anual de dicho requerimiento (Ley 20.698).

Las leyes mencionadas anteriormente han ayudado a que las energías limpias aumenten en el último tiempo, es más, se proyecta que la obligación de utilización de ERNC aumente aún más gracias a la ley 20.698.

A modo de resumen, el Net Metering permite a los usuarios finales que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes, con una capacidad instalada por cliente o usuario final que no podrá superar los 100 kW. Respecto al pago recibido por inyección de energía no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado (Ley 20.571).

El objetivo de la Ley es otorgar mayores facilidades a pequeños generadores conectados en la red de distribución para que puedan inyectar sus excedentes al sistema. Se les están dando beneficios tributarios a quienes puedan obtener una renta a través de este sistema de inyección. Además de valorizar la energía que se pudiera estar inyectando, también se valoriza a favor del generador la disminución de pérdidas que provoca este proceso.

Para concluir con el marco legal, según la información publicada por la Superintendencia de Energía y Combustible (SEC) en su página web, las tarifas de suministro eléctrico son establecidas de acuerdo con fórmulas de cálculo fijadas cada cuatro años. Las fórmulas vigentes fueron fijadas por el Decreto Nº 276 de 2004, del Ministerio de Economía. Dicho decreto contiene las distintas opciones tarifarias a las que puede acceder un usuario final, dependiendo de su tipo de consumo, el cual puede elegir libremente la opción tarifaria de su conveniencia, por un plazo mínimo de un año, al cabo del cual puede modificarla o mantenerla.

Las empresas concesionarias de distribución eléctrica están obligadas a aceptar la

opción tarifaria de cada cliente. Tales opciones se han estructurado de acuerdo con diversas formas para el consumo (sólo energía; potencia máxima leída o contratada; y potencia leída o contratada horariamente), bajo dos categorías de clientes: en alta tensión (AT) y en baja tensión (BT).

La inclusión en una u otra categoría depende de si el usuario está conectado con su empalme a líneas de voltaje superiores o inferiores a 400 volts. Así, las opciones tarifarias para los clientes en baja tensión son:

- BT1: Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial)
- BT2: Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público)
- BT3: Medición de energía y medición de demanda máxima
- BT4: Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades
- BT4.1: Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia
- BT4.2: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia
- BT4.3: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada

Ya definido el concepto de Net metering y la ley Chilena, se procede a definir algunos instrumentos normativos más utilizados en algunos países, el cual busca establecer una

tarifa especial bajo este concepto.

2.5 Instrumentos Normativos

Estos instrumentos normativos buscan incentivar o apoyar el desarrollo de la generación eléctrica con Energías Renovables No Convencionales (ERNC), utilizados por distintas legislaciones a nivel mundial. Cada uno de estos instrumentos apoya desde una dimensión distinta a las ERNC.

Se debe tener presente que adoptar impulsos regulatorios de cualquier tipo tiene costos asociados, los cuales deben ser asumidos por las personas, generalmente como impuestos (si son aplicados a las empresas, repercutirán de todas formas a los consumidores) o con un aumento de los costos. En una economía de libre mercado, si no se han desarrollado las ERNC debe ser porque bajo las reglas del mismo, no son económicamente atractivas de utilizar para generar electricidad en el mercado eléctrico chileno.

Alguno de estos programas que se han utilizado a nivel mundial son:

- **Feed-in Tariffs (FIT).** Según la definición presentada por Leyton en su artículo, una FIT es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las ERNC, mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad de generación ERNC. Es decir, interviene el precio que es recibido por el generador ERNC, obteniendo éste actor, claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad. Este sistema surgió en EE.UU. con la Public Utility Regulatory Policies Act (conocida como PURPA) en 1978, siendo adoptado por aproximadamente 50 países y Estados, destacándose Alemania, España y Dinamarca.

  Los elementos esenciales para poder entender la existencia del FIT son 3, que son entendidas como obligaciones. En primer lugar, y quizás lo más característico de este instrumento, es que la autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de

ERNC, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central ERNC. En segundo lugar, se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales ERNC, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar su producto. En tercer lugar, debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema. El FIT como instrumento normativo de incentivo a las ERNC posee varias ventajas. En primer lugar, al establecer tarifas diferenciadas según el tipo de ERNC usada, permite desarrollar integralmente todas las tecnologías y no solo las que se encuentran en una situación más competitivas respecto de las energías convencionales. De esta forma, al impulsar todas las energías es esperable que las tecnologías menos maduras logren avances, tendiendo en el futuro a la baja de sus costos. Una segunda ventaja del FIT, es que no impone ninguna barrera a los actores del mercado, los cuales son libres de generar electricidad (sin ninguna sanción en caso de no hacerlo) con medios ERNC si lo estiman conveniente, aprovechando las tarifas fijadas, sin verse obligados a invertir en medios de generación ERNC. Una tercera ventaja, es que beneficia a todas las empresas generadoras, sin importar su tamaño (se reducen las asimetrías en base al tamaño de las mismas, lo que incide en el acceso a crédito, entre otros elementos), lo que incentiva a que nuevos actores ingresen al mercado. Por otro lado, existen algunas desventajas del FIT, en primer lugar se encuentran relacionadas con el hecho de que la autoridad interviene el mercado de la generación, al fijar tarifas específicas para las ERNC lo que entraría a chocar con la libertad de mercado vigente en el segmento de generación, además del rol de subsidiariedad establecido para el Estado en el artículo 1° de la Constitución Política de la República, como la garantía de la no discriminación arbitraria en materias económicas por parte del Estado, señalada en número 22 del artículo 19 de la carta fundamental. Una segunda desventaja señalada a la aplicación del FIT es que aumentaría las tarifas eléctricas, con lo que se pasaría a llevar la segunda garantía del artículo 137 de la LGSE, consistente en garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. El argumento de que este sistema es el más costoso, ha sido

refutado por algunos autores, como asimismo por la International Energy Agency, quiénes lo han señalado como la mejor opción para obtener el desarrollo más eficaz y veloz de las ERNC dentro de la matriz de generación eléctrica.

- **Feed-in Premiums (FIP)**. En este tipo de régimen, la electricidad procedente de fuentes de energía renovables (FER) se vende normalmente en el mercado spot de electricidad y los productores de esta reciben una prima superior al precio de mercado de su producción de electricidad. FIP puede ser fijo (es decir, a un nivel constante independiente de los precios de mercado) o flexible (es decir, con niveles variables dependiendo de la evolución de los precios de mercado). Los FIP fijos son de diseño más sencillo, pero existe un riesgo de sobrecompensación en el caso de precios de mercado elevados y de subcompensación en el caso de precios de mercado bajos. Por lo tanto, el FIP fijo se combina normalmente con niveles mínimos y máximos predeterminados ("floor" y "cap") para el FIP o para la remuneración total (FIP + precio de mercado). El FIP flexible (o "flotante") se calcula de forma continua como la diferencia entre precios de mercado (específicos de tecnología, usualmente promediados durante un período de tiempo determinado, por ejemplo, un mes, y un nivel de tarifa de referencia predefinido). Si los precios de mercado son más altos que el nivel de la tarifa de referencia, no se paga ningún FIP. En algunos casos, existe también un precio mínimo de mercado utilizado para el cálculo del FIP para aumentar la sensibilidad de los operadores de FER a los precios de mercado y reducir los costes del régimen de apoyo a las FER en caso de precios de mercado bajos o incluso negativos. FIP se puede diferenciar en función de las tecnologías, el tamaño y la ubicación de la misma manera que esto se está haciendo para FIT. También existe la posibilidad de pagar bonificaciones tecnológicas adicionales por encima del FIP. En algunos casos, se paga una bonificación de gestión para cubrir los costes adicionales del operador RES relacionados con la venta directa de electricidad en el mercado al contado (coste

de los servicios de compensación y costes administrativos de la comercialización de electricidad).

Algunas ventajas del FIP es que proporcionan un incentivo para que los operadores de FER respondan a las señales de precios del mercado de electricidad, es decir, para producir electricidad cuando la demanda es alta y / o la producción de otras fuentes de energía es baja. También alientan a los inversores a considerar los patrones de carga esperados en la ingeniería del proyecto FER (por ejemplo, la elección del emplazamiento y tipo de turbina para los parques eólicos, la orientación de los módulos fotovoltaicos). Por lo tanto, el FIP contribuye a una mayor integración de las FER en el mercado de la electricidad, lo que resulta en una combinación más eficiente de la oferta de electricidad con la demanda. Esto es cada vez más importante con el aumento de las acciones de energía renovable en la generación de electricidad. Los niveles mínimos para el FIP fijo o para la remuneración total (FIP + precio de mercado) pueden reducir el riesgo de precio de mercado para los inversores de RES y proporcionar seguridad sobre los ingresos mínimos que se pueden esperar. Éste es también el caso de los regímenes FIP deslizantes en los que se garantiza a los inversores de las FER una tarifa de referencia predeterminada similar a la FIT. Incluso existe la posibilidad de generar mayores ingresos en comparación con el FIT en situaciones donde los precios de mercado exceden el nivel de FIT correspondiente.

Por otro lado, una desventaja de este mecanismo es que no es útil para todo tipo de energía renovable no convencional. Los sistemas de apoyo a las energías renovables basadas en el mercado, como el FIP, son adecuados para energías como la biomasa y la energía geotérmica, o las que pueden combinarse con el almacenamiento (energía hidroeléctrica, CSP). Las otras como el viento y la solar tienen sólo posibilidades limitadas de adaptarse a las señales de precios de mercado ajustando su oferta. Para estas tecnologías, los esquemas FIP tienen costos adicionales para la adquisición de servicios de equilibrio. Al igual que con el FIT, existe un riesgo de sobre y sub compensación en los regímenes FIP que resulta de la necesidad de determinar el nivel FIP (en el caso del FIP fijo) o

el nivel arancelario de referencia (en el caso del FIP deslizante) Decisión del sector público. Lo mismo se aplica a los niveles mínimos y máximos de remuneración. Para los inversores de FER, los esquemas FIP vienen con un elemento adicional de incertidumbre, incluyendo los riesgos relacionados con la evolución de los precios de mercado y los ingresos correspondientes, lo que resulta en mayores costos de financiamiento. Sin embargo, estos riesgos se pueden mitigar estableciendo "corredores de precios" con niveles mínimos y máximos predeterminados (FIP fijo) o ajustando el FIP basado en la situación del mercado (FIP flexible). La venta directa en el mercado de la electricidad resulta en una mayor complejidad y costes (para los sistemas de pronóstico, los servicios de equilibrio y el comercio de electricidad), lo que hace más difícil que los operadores de FER de pequeña escala participen en un esquema FIP.

- **Quota System**. Según la definición dada por el Manual de Energía, el sistema de cuota, con algunas variantes, está en funcionamiento desde hace varios años en algunos países de la UE como Gran Bretaña, Suecia, Bélgica, Polonia, Rumanía e Italia. Este sistema de apoyo a las energías renovables se caracteriza por la imposición legal a los consumidores, suministradores o generadores de electricidad, según los casos, de la obligación de que un determinado porcentaje o cuota, generalmente creciente en el tiempo, de su suministro o producción de electricidad provenga de energías renovables. A la finalización de cada periodo sucesivo considerado, generalmente un año, los sujetos obligados por la cuota deberán demostrar su cumplimiento mediante la entrega virtual a la correspondiente Autoridad Regulatoria Nacional de una cantidad de certificados verdes equivalentes a la cuota fijada. Un certificado verde equivale habitualmente a un MWh de energía renovable.

  Los generadores disponen así de dos bienes o commodities diferentes que venden en mercados distintos: por un lado, la electricidad física y, por otro lado, los certificados verdes como atributos de los beneficios ambientales asociados a cada unidad de electricidad física producida a partir de fuentes renovables.

En ciertos casos, la penalización no es económica. Es el caso de Italia, por ejemplo, en donde la penalización consiste en la posible retirada de la licencia. Esto puede suponer un contratiempo mayor que hacer frente a la cuantía de la multa y por tanto las consecuencias son las mismas, fomentando el desarrollo del sistema. Además, se puede acompañar este tipo de penalizaciones con una intervención regulatoria a través de precios regulados con obligaciones de compra. Con esta fijación de los precios, se impide la devaluación del valor de los certificados verdes, impidiendo que el sistema pierda su función.

CAPITULO III: ANÁLISIS COMPARATIVO CASOS APLICADOS

3.1 Experiencia en el Extranjero

3.1.1 Caso Estudio España

Pese a que España posee unas condiciones de irradiación solar muy favorables para el desarrollo del sector FV en el país, este viene padeciendo desde 2012 un notable freno como consecuencia de sucesivas modificaciones del marco regulatorio, cuyo principal resultado ha sido la creación de un clima de incertidumbre que afecta a consumidores, instaladores e inversores.

El marco regulatorio actual considera el autoconsumo como único modelo de negocio viable para FV en los segmentos residencial, industrial, comercial y público; y aun siendo viable, también presenta importantes desventajas competitivas. Otro modelo viable son las cooperativas de energía verde, aunque su presencia en el mercado resulta minoritaria. En lo relativo a otros posibles modelos de negocio viables en la UE, como el net metering y los PPAs, no se contemplan en la regulación española.

En España, los generadores fotovoltaicos han sido impulsados desde 2004 con incentivos FIT. Sin embargo, desde el cierre de la política renovable del gobierno en 2012, en donde el gobierno español redujo drásticamente todos los subsidios a las energías renovables y anunció el cese de todas las convocatorias para el registro de nuevos proyectos de energía renovable, el sector fotovoltaico se ha detenido. Las políticas de Net Metering o de Net Billing están bajo consideración actual en la regulación del sector eléctrico en España. En 2011 se presentó un proyecto de Real Decreto para regular el autoconsumo y Net Metering, en la modalidad de Net Billing con crédito móvil (un año bancario). Se llama a esta modalidad "net metering" porque el exceso de electricidad (kWh) generado en un período de facturación puede ser utilizado como crédito para reducir los cargos en los próximos períodos de facturación (durante un año); No obstante, no se trata de una medición estrictamente neta porque la energía de la medición neta (créditos de energía utilizados durante el período de facturación) debe pagar la tasa de acceso (cargo por la utilización de la red eléctrica) y también un cargo por el servicio de medición neta. De

hecho la relación de costo entre la energía importada y exportada no es 1: 1, es decir, esto no es estrictamente la medición neta. Sin embargo, se clasifica esta modalidad bajo net metering, ya que no puede ser clasificada como net billing debido a que el saldo no se calcula en términos monetarios. Para los clientes con tarifa TOU (tiempo de uso) fotovoltaico, este proyecto propone que la generación se acredite en base al período TOU en el que se produce.

Debe recordarse que los niveles medios de irradiación en España oscilan entre 1.250 kWh/m2/año en el norte del país, cerca de la frontera con Francia, y 2.400 kWh/m2/año en las Islas Canarias. Por tanto, España constituye uno de los países europeos con los niveles más elevados de irradiación, lo cual proporciona un amplio margen para la implantación de la tecnología fotovoltaica en el país.

Las favorables condiciones para el desarrollo solar en España se vieron acompañadas por las elevadas tarifas fijadas para las energías renovables (Feed-in Tariffs, FiTs), que se mantuvieron hasta 2012, lo que supuso una notable expansión del sector fotovoltaico. De este modo, España se convirtió durante varios años en uno de los países líderes en términos de capacidad FV instalada, especialmente en 2008 cuando el país instaló el 40% de la energía solar a escala global. Sin embargo, siete años después, en 2015, la contribución de España al mercado global fotovoltaico es tan sólo del 0.09% de la capacidad total instalada. Esta gran diferencia ha sido motivada por la situación de incertidumbre que predomina en el sector FV español, generada principalmente por los cambios regulatorios introducidos durante los últimos años. A continuación, se enumeran los más relevantes:

- En 2010 el gobierno aprobó el Real Decreto Ley 14/2010, que obliga a todos los generadores eléctricos a pagar una tasa de 0,5 EUR/MWh por la electricidad inyectada en la red, con el propósito de reducir el déficit tarifario del sector eléctrico.
- En el mismo año, el Real Decreto 1565/2010 modificó el apoyo del gobierno a la electricidad de origen fotovoltaico generada por plantas existentes. Las elevadas tarifas, Feed-in Tariffs (FiTs), existentes para las energías renovables experimentaron la siguiente reducción:
    - 5% de las instalaciones de tejado pequeño (< 20 kW).

- 25% para instalaciones de tejado mediano (> 20 kW).
- 45% para instalaciones de suelo.

- En enero de 2012, el gobierno impuso una moratoria al mecanismo de Feed-In Tariffs (FiTs) para nuevas instalaciones de energía renovable en España.
- Posteriormente, en 2012, el Real Decreto Ley (RD) 9/2013 abolió de manera definitiva las FiTs para las energías renovables. La eliminación del sistema FiT debilitó en gran medida el sector FV nacional, que de por sí ya se encontraba en una situación delicada tras la entrada en vigencia de las medidas retroactiva implantadas en 2010.

A esto hay que añadir que durante los meses subsiguientes a la moratoria a las renovables se esperaba la publicación de una regulación de net metering (balance neto). Sin embargo, aunque el proceso comenzó en noviembre de 2011, la regulación final no fue publicada hasta octubre de 2015, regulando exclusivamente el autoconsumo. En consecuencia, actualmente no existe un esquema de net metering regulado en España.

En definitiva, aunque el autoconsumo está regulado y legalmente permitido, la inversión en instalaciones fotovoltaicas que emplean este modelo de negocio resulta cada vez menos habitual, debido principalmente a la situación de incertidumbre generada por los sucesivos cambios regulatorios en el sector.

La ley de autoconsumo regula las disposiciones administrativas, técnicas y económicas para la generación y suministro de electricidad y autoconsumo (Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo). Cabe destacar que el Real Decreto (en adelante RD) afecta a todos aquellos puntos de suministro conectados a la red eléctrica de distribución. Las instalaciones aisladas o instalaciones off-grid (aquellas que no poseen ningún punto de conexión a red) están exentas de cumplir con el RD.

Los consumidores que deciden auto consumir bajo el RD 900/2015 deberán seguir pagando los peajes de acceso a la electricidad como cualquier otro consumidor. Sin embargo, este tipo de consumidores deberán asumir ciertos cargos adicionales. Por el momento, estos cargos adicionales se pueden clasificar en dos tipologías (la ley indica que

esto podría cambiar en el futuro debido que los cargos sólo se han fijado para los años 2016 y 2017), las cuales presentan diferentes excepciones de pago:

- Cargos fijos, basados en la capacidad
    - Los sistemas FV de hasta 100 kW que no disponen de contador que mida el consumo total (no se requiere legalmente) ni de sistemas de baterías, están exentos de pagar cargos fijos.
    - Las instalaciones de producción de cogeneración están exentas de pagar cargos fijos hasta el 31 de diciembre del año 2019.
- Los cargos variables para la electricidad de autoconsumo (kWh), basados en la tarifa eléctrica contratada
    - Los consumidores cuya energía contratada sea igual o inferior a 10 kW están exentos del pago de los cargos variables para autoconsumo.
    - Las instalaciones de producción de cogeneración también resultan exentas del pago de cargos variables hasta el 31 de diciembre de 2019.

Es preciso señalar que la regulación de autoconsumo permite la instalación de sistemas de almacenamiento de energía como las baterías. Estas permiten aprovechar la energía auto- producida en momentos de elevada demanda a aquellos consumidores cuyas curvas de carga y de generación no se encuentran adaptadas de manera óptima. Sin embargo, la regulación de autoconsumo elimina las excepciones de pago de los cargos adicionales fijos en el caso de empleo de baterías.

De esta forma, la única manera de recibir una remuneración por el exceso de electricidad FV es elegir la opción de autoconsumo tipo 2 y vender dicho excedente en el mercado spot a precios actuales ("precio del pool"). Para ello, el propietario de la instalación debe obtener varias licencias (autoconsumo, formularios de registro de instalaciones de producción de electricidad, agente de mercado eléctrico, etc.). El principal inconveniente reside en que el procedimiento de obtención de dichas licencias resulta muy laborioso, y además está regulado por el Real Decreto 1699/2011, que se refiere a todas las instalaciones conectadas a la red.

El cumplimiento del procedimiento establecido por el Real Decreto 900/2015

constituye la única opción legal para recibir alguna remuneración por el exceso de electricidad inyectada. De esta forma, para poder vender electricidad en el mercado spot el consumidor puede:

- Convertirse en agente de mercado para ser capaz de vender electricidad en el mercado spot por sí mismo, o bien
- Contratar a un agente de mercado que pueda vender la electricidad en el mercado spot.
- Ambas opciones suponen costes adicionales que reducen el atractivo de esta remuneración, especialmente para el pequeño consumidor.

Cabe mencionar que en España la venta de electricidad lleva implícito el pago de un impuesto (Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica), como está dispuesto en la Ley 15/2012. En consecuencia, aquellos generadores que inyecten el exceso de electricidad a la red deben pagar como impuesto el 7% de la remuneración recibida (sin IVA). Por otra parte, aquellos generadores que decidan almacenar la energía producida mediante un sistema de baterías deben hacer frente a los cargos fijos.

En consecuencia, independientemente de cómo se gestione el excedente de electricidad, bien inyectándolo a la red, bien almacenándolo mediante un sistema de baterías, el consumidor debe hacer frente al pago de impuestos, ya sea el impuesto del 7% o el pago de los cargos fijos, que evidentemente reducen la rentabilidad y el atractivo de la instalación.

Por otro lado, y respecto al financiamiento existente, esta no se adapta a los proyectos FV puesto que, de forma general, no es capaz de cubrir el periodo de retorno de las instalaciones. Además, los actores financieros no deberían evaluar la viabilidad de los proyectos y del prestamista mediante indicadores puramente financieros. Se propone que la evaluación incluya también un análisis de las curvas de carga y de generación como indicador de si un prestamista es aceptable o no, ya que la casación de dichas curvas puede resultar más determinante para la viabilidad del proyecto FV.

En síntesis, se concluye que el primer borrador del Real Decreto de 2011 habría sido una buena normativa para el desarrollo del sector fotovoltaico en España. Sin embargo, este

tipo de política de net billing aplica un cargo por acceso a los créditos de energía utilizados, es decir, la energía exportada se valora más bajo que la energía importada y también se aplicará un cargo por servicio de net metering. Una política real de net metering (como en muchos estados de Estados Unidos) en la que la energía exportada se valora igual (1: 1), ya que la energía importada implicaría una rentabilidad mucho mayor para el sistema FV y estimularía el desarrollo del sector. A pesar de esto, la capacidad instalada ha mostrado aumento en el último tiempo, a pesar de las modificaciones en la legislación (Martin A., 2015), tal como se aprecia en la figura 7.

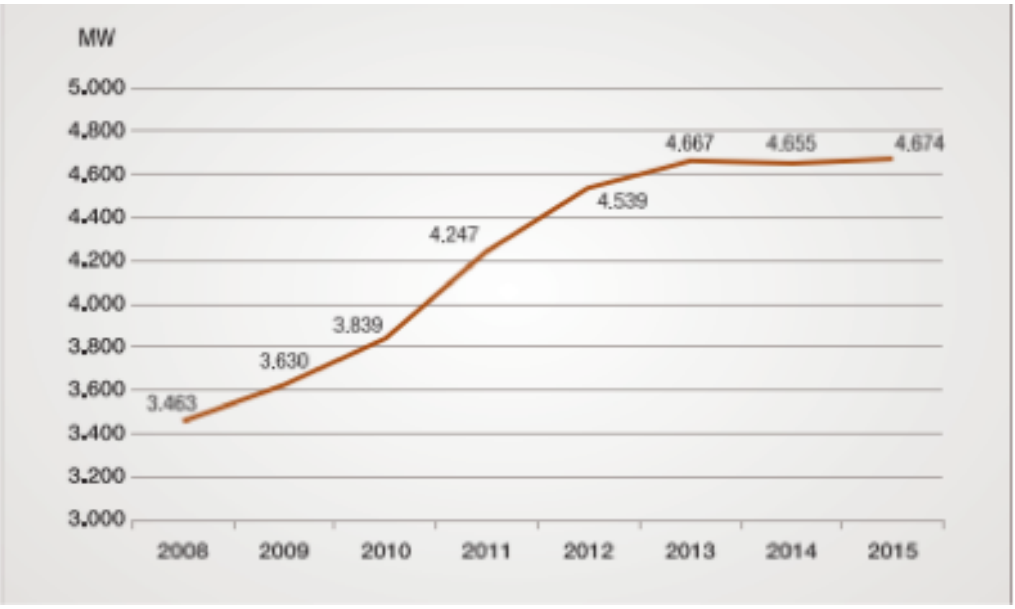

Figura 7: Potencia Fotovoltaica Instalada Acumulada 2007-2015 en España.

Fuente: UNEF 2016

3.1.2 Caso Estudio Alemania

Alemania fue uno de los primeros países en apreciar las bondades del autoconsumo. Por eso, allí disfrutan de un sistema de net metering muy favorable al consumidor. Aquí se premia el exceso de producción y, además, el hecho de consumir lo que uno mismo produce ya constituye en sí mismo un ahorro para el consumidor. Ese país ha sido pionero a la hora de generar incentivos a nivel nacional para que cada hogar pueda aportar a la red

nacional el exceso de electricidad generada con paneles solares. Las estadísticas indican que a finales de 2010 Alemania contaba con 860.000 instalaciones en techos de casas, fábricas y establecimientos rurales.

Este proceso de transformación del modelo energético ha permitido que la generación eléctrica renovable haya pasado de representar el 7% en 2001 al 33% en 2015 (OCE, 2016). Con estas medidas, el gobierno alemán instó a las compañías eléctricas a comprar la electricidad proveniente de fuentes renovables con una tarifa especial. Además, cada persona puede generar su propia electricidad y asegurar que, si la quiere vender a la red alguien se la comprará. A quienes desean hacerlo desde su hogar, se les instala dos medidores: uno cuenta la electricidad que se suministra a la red y otro mide el consumo desde la red. En la factura final se descuenta del consumo lo que se haya inyectado proveniente de energía renovable.

En el caso de la fotovoltaica, la potencia instalada a finales de 2015 ascendía a más de 39,6 GW y durante ese año la generación mediante esta tecnología cubrió el 7% de la demanda de electricidad (OCE, 2016). Esto se aprecia en la figura 9 en la que se muestra la potencia fotovoltaica instalada anualmente en Alemania, que representa un buen resumen gráfico de la evolución histórica de esta tecnología.

Esta historia comienza con la primera legislación que favorecía la instalación de energía renovables en Alemania fue la Electricity Feed-in Act, promulgada en 1991, enmarcada dentro del proyecto de transición energética (Energiewende). Entre 1990 y 1995, el Ejecutivo alemán impulsó el programa de los “1.000 tejados solares”. El éxito de este primer programa propició su ampliación mediante un programa más ambicioso: el de los “100.000 tejados solares”, que se desarrolló entre 1999 y 2003. Sin embargo, el verdadero impulso para el desarrollo de las renovables se produjo con la German Renewable Energy Act (EEG) del año 2000, que garantizaba una retribución fija por la energía vertida a la red y reconocía el derecho de cobro durante 20 años. La política instaurada por Alemania no genera un supuesto impuesto al sol y sí retribuye los procedimiento que establece la EGG es sencillo: los propietarios de la instalación pueden consumir directamente la electricidad que generan sin pagar cargo o impuesto alguno (no hay impuesto al sol). Además, vierten a la red la energía que no utilizan y reciben por ella un precio fijo (FIT) cuyo valor varía en

función del momento de puesta en marcha de la instalación. También existe la opción de que reciban una prima fija (Feed-in Premium, FIP) que se suma al valor que alcance la electricidad en el mercado, este esquema se conoce como “Modelo de Integración en Mercado”.

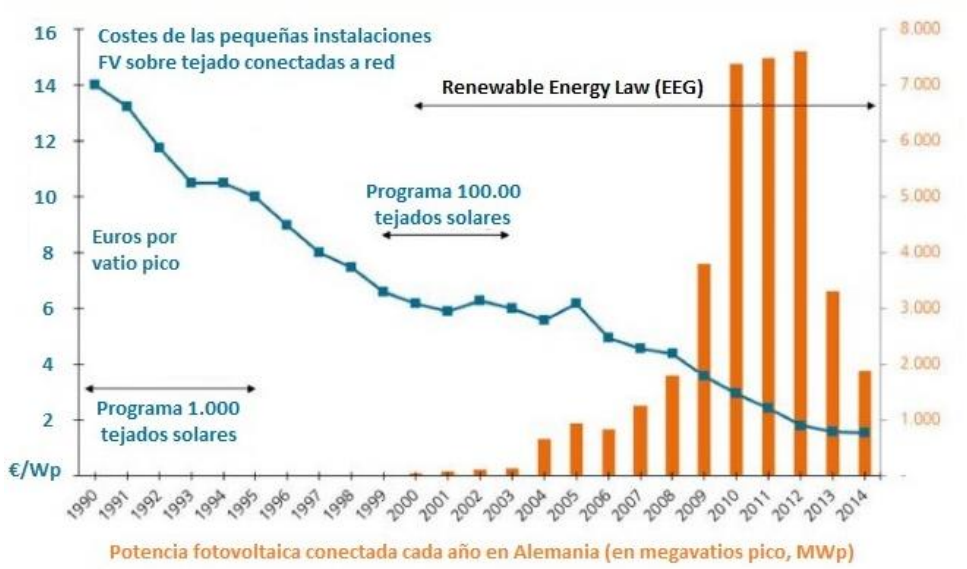

Figura 8: Evolución del costo de sistema fotovoltaico instalados en tejados con potencia menor a 10 kW en Alemania. Capacidad fotovoltaica instalada anualmente en Alemania (escala derecha y barras de color naranja).

Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE, Photovoltaic Report 2016.

Este modelo de tarifas feed-in (FIT) predeterminadas por un largo plazo garantizado es el sistema más favorable porque le da seguridad a quien genera y no hacen falta contratos individuales a negociar entre el generador y el comprador. En el sistema de remuneración alemán siempre hay transportistas en determinadas áreas que deben comprar energía renovable a tarifas más altas que en otras zonas donde se genera menos electricidad renovable. Además, algo interesante que sucede es que las tarifas se van reduciendo progresivamente, a razón de un porcentaje cada año. Por ejemplo, si se establece una tarifa un determinado año, y se dice que durará 15 años, para las centrales que entren el primer año, tendrán el 100 por cien de la tarifa, mientras que las que entren el segundo, un 95 por ciento de la tarifa, y así. Esto también varía según la tecnología de la que se trate. Impulsando así el desarrollo de ciertas tecnologías menos maduras, para que las empresas dedicadas a la fabricación tengan la presión de seguir innovando.

El fin de esta disminución progresiva es básicamente por 3 motivos:

1. Se ajusta al descenso de precios de la tecnología.
2. Se supone un incentivo para mejorar las nuevas tecnologías.
3. Acota el gasto total asociado que se compromete durante los siguientes 20 años. En la actualidad, la tarifa oscila entre 0.12 y 0.08 euros por kilo watt hora (€/kWh), según el tamaño de la instalación.

Junto con la evolución de las FIT, el precio que paga un consumidor doméstico por la electricidad en Alemania también ha evolucionado. En la figura 9 se observa cómo, para instalaciones realizadas antes de 2011, los auto consumidores recibían, por cada kilovatio hora que inyectaban en la red, un precio (FIT para la fotovoltaica) mayor que el precio que debían pagar para importar un kilovatio hora de la red (Precio que pagan los hogares y la industria por la electricidad). Sin embargo, para instalaciones posteriores a ese año, el cruce de las curvas indica que los auto consumidores reciben un precio menor por cada unidad de energía inyectada a la red del que pagan cuando importan esa energía; es decir, a partir de ese año, el régimen retributivo automáticamente incentiva el autoconsumo instantáneo (el consumo que se produce en los momentos de generación).

Esta política tiene algunos beneficios fiscales, en donde las instalaciones con potencia comprendida entre 10 kW y 1 MW solo pueden cobrar FIT por el 90% de la electricidad que generen. En otras palabras, deben auto consumir al menos el 10% de su producción eléctrica. Las instalaciones de autoconsumo también disfrutan de una situación ventajosa en lo que se refiere al impuesto EEG Umlage. Este impuesto, que se incluye en la factura de electricidad de todos los consumidores alemanes, está destinado a financiar la transición energética. Por un lado, las instalaciones de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW están exentas de este gravamen; por otro, las que tienen una potencia superior, deben pagar solo el 35% del EEG Umlage en 2016 y el 40% en 2017.

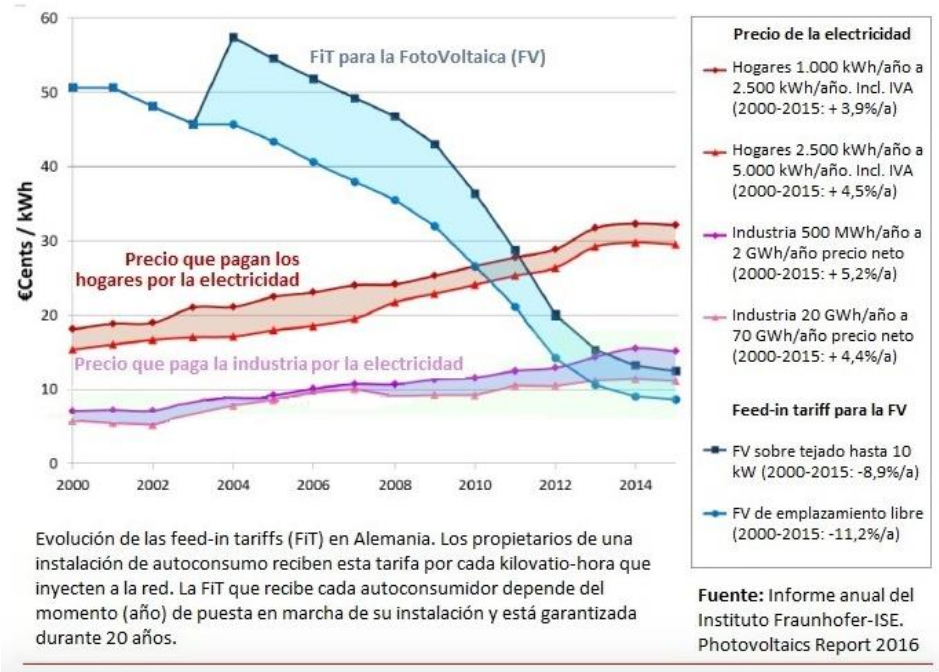

Figura 9: Evolución de las FIT en Alemania.

Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE Photovoltaics Report 2016.

Por último, para ayudar a obtener una visión global de la situación, la Figura 10 muestra la evolución del tamaño de los sistemas o plantas fotovoltaicas instaladas anualmente en Alemania. Si bien en el año 2000, la mayoría de las instalaciones tenían una potencia inferior a 10 KW, es decir, se trataba de instalaciones en tejados de viviendas, en 2014, el porcentaje de estas instalaciones se redujo a menos del 20% (OCE, 2016).

Pero para lograr este éxito no sólo basta con generar incentivos económicos y leyes que favorezcan su uso, también es necesario hacer partícipe a la ciudadanía. Según explica el OCE en su informe, "Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico". Y, ciertamente, de toda la potencia renovable que había instalada en Alemania en 2012, el 47% estaba en manos de ciudadanos y cooperativas, permitiendo la evolución desde un sistema marcadamente oligopólico hacia otro más democrático, como se aprecia en la figura 11. En este sentido, el OCE considera que la participación de los ciudadanos como inversores en los nuevos proyectos renovables también implica una mayor aceptación social de la transición, aun cuando esta ha supuesto un incremento de las tarifas eléctricas.

Entre los aspectos principales que han permitido el desarrollo de instalaciones renovables propiedad de ciudadanos, granjeros y cooperativas de consumidores se encuentra la existencia de unas condiciones de retribución de la energía generada sencilla y estable. El hecho de que los productores tengan unos ingresos fijos garantizados a través de una FIT que se mantiene durante 20 años ha resultado clave para que muchos de ellos se hayan decidido a participar en el sector eléctrico.

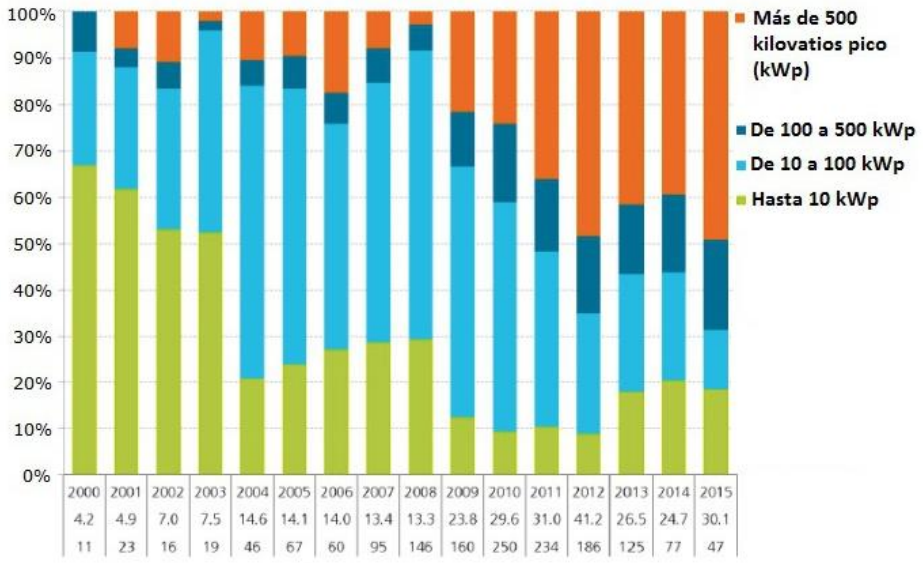

Figura 10: Distribución, según su tamaño, de las centrales fotovoltaicas instaladas anualmente en Alemania.

Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE Photovoltaics Report 2016.

En cuanto a las instalaciones de mayor potencia, que vierten toda su electricidad a la red, la modificación de la EGG realizada en agosto de 2014 ha cambiado su esquema de retribución. Actualmente, se establecen unas subastas de potencia de manera que, cada año, se consiga instalar una cantidad determinada de cada tecnología. Un estudio de la Oficina Federal de Cooperativas Energéticas muestra que el número de cooperativas que tiene previsto realizar una inversión en el corto plazo ha pasado del 92% en 2013 al 67% en 2014 y han disminuido el número de nuevas cooperativas formadas. El estudio atribuye estos descensos al aumento de complejidad creado por la reforma de la EGG. Además, según algunos expertos, el nuevo esquema de subastas recogido en la modificación de la EGG

supondrá un obstáculo para que las cooperativas sean propietarias de nuevas instalaciones renovables. Por un lado, los gastos asociados a la preparación de ofertas para concurrir a una subasta son más difíciles de asumir por empresas o cooperativas de un tamaño pequeño o mediano; por otro, la exigencia de avales implica unos gastos financieros que las sitúa en una situación de desventaja con respecto a las grandes empresas eléctricas.

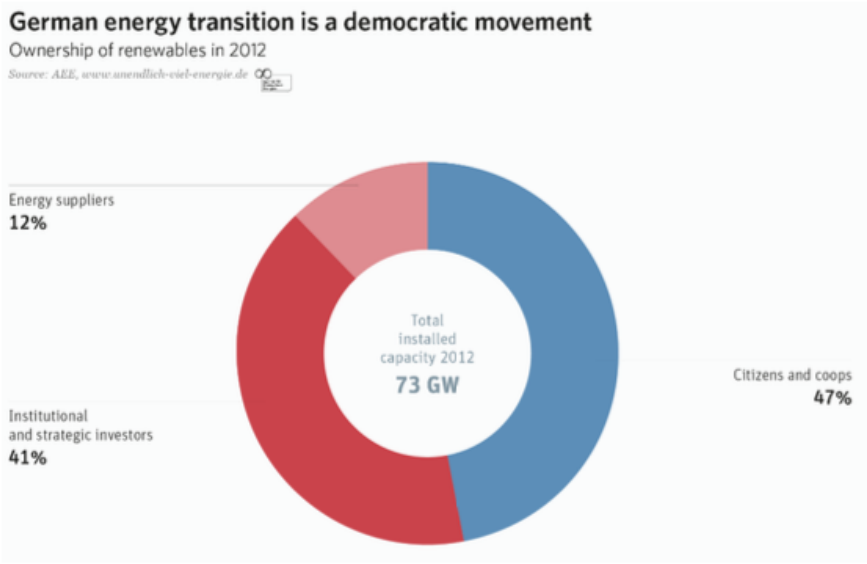

Figura 11: Propiedad de la potencia instalada de generación eléctrica renovable en Alemania en 2012.

Fuente: Informe realizado por la Leuphana University of Lüneburg

Otro aspecto que resulta muy interesante del modelo alemán es el incentivo creado para la instalación de baterías junto a los paneles fotovoltaicos mediante el programa "Standard & Storage". El Banco de Desarrollo Alemán otorga a los propietarios de sistemas con potencia inferior a 30 kW créditos de bajo interés para la instalación de estos sistemas de almacenamiento.

Para finalizar, una muestra de que este país va avanzando de forma favorable hacia la utilización de energía renovable, es que la empresa E.ON, una de las grandes compañías eléctricas europea, le permite a sus clientes generar su propia energía solar y almacenarla sin límite para utilizarla después en cualquier momento. Este servicio se encuentra habilitado en la actualidad sólo en Alemania, con la posibilidad de expandirlo a los países

vecinos. Con este servicio, denominado SolarCloud, los productores de energía solar podrán almacenar una cantidad ilimitada en una cuenta de electricidad virtual y luego consumir de ella en el momento en que la necesiten.

3.1.3 Caso Estudio Australia

En 2015, el 14,6% de la energía eléctrica generada en Australia procedió de una fuente renovable, frente al 85,4% de fuentes fósiles, lo cual supone un ligero incremento frente al año anterior (13,47%). Según un estudio realizado por Calzada P., el sector de la energía renovable en Australia ha experimentado un gran desarrollo en los últimos años, gracias al establecimiento de políticas públicas favorables a su implantación, especialmente tras la introducción del Renewable Energy Target (RET) en el año 2001. El mayor crecimiento se obtuvo a partir del 2007, año en el que se ratificó el Protocolo de Kyoto, comprometiéndose a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 60% para 2050 y, especialmente, tras la ampliación del RET (Renewable Energy Target), aprobada en agosto de 2009, y que fijó un objetivo del 20% (41.000 GWh) de la generación energética australiana procedente de fuentes renovables para el año 2020.

Asociados al RET surgieron los Renewable Energy Certificates (RECs), certificados que los generadores de energías renovables a pequeña y gran escala obtenían por cada MWh producido, y que las entidades que comprasen electricidad al por mayor debían adquirir necesariamente para cumplir con su objetivo de diversificar sus fuentes de generación, según lo informado por el gobierno australiano.

En los últimos años, se ha incrementado el aporte de la energía solar, principalmente procedente de instalaciones a pequeña escala en hogares y comercios, debido a los incentivos públicos tales como: certificados negociables (Small-scale Technology Certificates (STCs)), feed-in tariffs (FITs), subvenciones, bonificaciones, etc.; la bajada del precio de la tecnología fotovoltaica y a la subida continua del precio de la electricidad.

En el año 2015 la inversión total en renovables en Australia, incluyendo la eficiencia energética y otras tecnologías posibilitadas, fue de A$ 4.300 millones. Esta cifra es inferior a los más de A$ 5.000 millones anuales que se invirtieron en el sector desde 2011 a 2013;

aunque supone una mejora con respecto a las cifras de 2014. De la inversión total en renovables en 2015, A$ 1.180 millones fueron invertidos en energías renovables a gran escala. Por otro lado, la industria prevé una mejora considerable en 2016 gracias al mayor interés que inversionistas internacionales y locales han mostrado tras la resolución del RET.

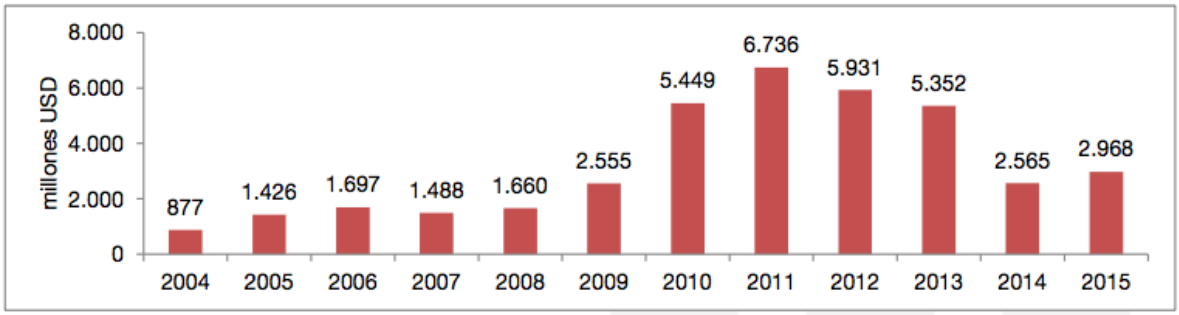

Figura 12: Inversión de energía renovable en Australia.

Fuente: Bloomberg New Energy Finance.

Por su parte, el segmento de instalaciones de autoconsumo a pequeña escala no ha sufrido de manera tan acusada el cambio en las políticas gubernamentales, aunque la inversión se ha reducido respecto a los años anteriores, según se puede apreciar en la figura 12. Aun así, dicha inversión se elevó a A$ 2.170 millones y situó a Australia en el quinto país del mundo con mayor inversión en energías renovables a pequeña escala en 2015.

La mayor parte de la energía solar obtenida procede de instalaciones residenciales y comerciales de hasta 100kW. En 2015, este tipo de instalaciones aportaron 5.655 GWh, el equivalente al 94,9% del total de energía solar generada. De acuerdo con los últimos datos del Clean Energy Council y la International Energy Agency (IEA), existen más de 1,5 millones de instalaciones fotovoltaicas en el país, lo que equivale a una tasa de penetración residencial media del 18% de los hogares, alcanzando el 50% en algunas zonas urbanas. A pesar de ello, la capacidad instalada anual ha disminuido los últimos tres años debido a la saturación del mercado. Por otra parte, este tipo de generación está introduciendo cambios en la demanda de electricidad, retrasando los picks de consumo hacia el atardecer (cuando la radiación solar es menor).

En los últimos años, a las instalaciones en los hogares se han sumado instalaciones por

parte de empresas con el objetivo de reducir sus costes eléctricos, generando su propia electricidad. En 2015, había más de 25.000 empresas que disponían de sistemas de energía solar, constituyendo un segmento de mercado emergente con proyecciones de crecimiento en los próximos años. A pesar del incremento de las instalaciones de paneles fotovoltaicos en empresas, en 2015 este aumento no compensó la disminución del número de paneles instalados en los hogares.

Junto con esto, el coste de las instalaciones solares se ha reducido considerablemente en los últimos años tanto en las instalaciones a pequeña escala como a gran escala. La razón principal de esta reducción se debe a las siguientes razones:

- La mejora de la eficiencia tecnológica. Gracias al avance en los materiales utilizados (por ejemplo, permitiendo reducir los materiales y por tanto el coste), y a la mejora en los procesos de conversión de la luz solar en electricidad (lo que a su vez también reduce costos al reducir el área requerida por vatio. Así, en los últimos años se han alcanzado records de eficiencia en células y módulos.
- La mejora en los procesos de producción y su integración, permitiendo la optimización de la producción en cada fase.
- La reducción de los costes indirectos (como por ejemplo los gastos de instalación).
- La reducción de los costes financieros.
- Economías de escala.

Gracias a la drástica reducción de costes de producción de los módulos fotovoltaicos en los últimos años, esta tecnología se ha convertido en la más competitiva y utilizada en el mercado.

En cuanto a los modelos de negocio existentes, cabe destacar que si bien el sector solar a pequeña escala en Australia ha estado dominado desde sus inicios por el modelo de propiedad, actualmente se están promoviendo modelos alternativos como los acuerdos de compra de energía solar (PPA en sus siglas en inglés) o arrendamientos solares.

- **Suministro de sistemas de generación distribuida (propiedad).** El consumidor es propietario del sistema y asume la inversión, recurriendo a financiación en de-

terminados casos, y los riesgos. La forma predominante en el mercado son los sistemas conectados a la red, de forma que el exceso de electricidad generada puede ser vendido a la red, tras la firma de un contrato de comercialización con el retailer. El contratista o instalador puede realizar diversas funciones, desde el estudio del emplazamiento, el aprovisionamiento de materiales y la instalación, hasta la solicitud de conexión a la red, negociación con los retailers y la venta de los certificados de energía renovable (RECs).

- **Acuerdo de compra de energía solar (Power purchase agreement: PPA).** A través de este modelo, se realiza un acuerdo financiero mediante el cual la empresa proveedora de servicios de energía solar asume los costes de instalación, operación y mantenimiento del sistema en hogares o empresas, a cambio del compromiso de compra de la electricidad generada durante un período determinado (firma de un PPA). Las ventajas para el cliente son unos precios de electricidad fijos y normalmente menores a los precios de la electricidad procedente de la red, aunque generalmente superiores a los que pagaría si el cliente tuviese la propiedad de las instalaciones, y una disminución del riesgo, al eliminar la necesidad de realizar inversiones de capital.

  Los grandes retailers han apostado también por este nuevo modelo de negocio como forma de asegurarse contratos que les proporcionen ingresos a largo plazo, frente a la caída de demanda en su mercado tradicional de distribución de electricidad al por menor y contrarrestar así la aparición de empresas de servicios energéticos compitiendo en el mercado.

- **Arrendamiento solar (Solar lease agreement)**. En el solar leasing, el cliente recibe la instalación del sistema en su edificación a cambio de pagos mensuales a la compañía de leasing, propietaria del sistema y generalmente encargada de su mantenimiento. De este modo, el cliente se beneficia a través de una reducción en su factura eléctrica y puede repartir el coste de la instalación solar en el tiempo, aunque este coste suele ser mayor que afrontar el pago de la instalación

directamente. Al final del contrato de arrendamiento, el cliente puede tener la opción de comprar el sistema a un coste reducido, renovar el contrato o retirar el sistema.

En relación a la regulación de las energías renovables e incentivos públicos, desde el 2001 el Gobierno Australiano ha implementado políticas de acción sobre el cambio climático dirigidas a la reducción de sus emisiones de CO_2. Algunos de estos planes son:

- **Renewable Energy Target (RET) y Renewable Energy Certificates (RECs).** El Gobierno federal australiano creó en 2001 el Mandatory Renewable Energy Target (MRET) para potenciar la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Luego, en diciembre de 2007, se ratificó el Protocolo de Kyoto, comprometiéndose a reducir las emisiones gases de efecto invernadero en un 60% para 2050. Posterior, en agosto de 2009, se aprobó la ampliación del anterior RET (Renewable Energy Target) fijándose como objetivo que el 20% de la generación energética australiana (41.000 GWh) procediera de fuentes renovables para 2020. Así, los proyectos de generación a pequeña escala (principalmente la instalación residencial/comercial de paneles solares) contribuirían con 4.000 GWh adicionales. El esquema RET creaba un mercado de certificados verdes (Renewable Energy Certificates: RECs) en el que las partes que comprasen electricidad al por mayor (principalmente retailers eléctricos, aunque también entidades con un alto consumo eléctrico) debían adquirir necesariamente para cumplir con su objetivo de diversificar sus fuentes de generación.

  El rápido aumento de oferta de RECs procedente de pequeñas instalaciones fotovoltaicas y de calentamiento de agua, provocó un descenso progresivo de su precio, constituyendo una amenaza para la promoción de renovables a gran escala. De este modo, en 2011 el Gobierno australiano dividió el objetivo del RET en dos tramos:

- Large-scale Renewable Energy Target (LRET), que crea incentivos financieros para esta- ciones de energía renovables a gran escala (>100 kW).
- Small-scale Renewable Energy Scheme (SRES), que promueve el uso de sistemas de energías renovables a pequeña escala (≤100kW).

- **Solar Towns.** Programa establecido por el Gobierno federal dirigido a comunidades específicas para facilitar la instalación de sistemas de energía renovable (paneles fotovoltaicos o sistemas solares de calentamiento de agua, solamente).

- **Inversiones estatales en energías renovables**. Desde el año 2008, los diferentes estados establecieron las Feed in Tariffs (FITs); tarifas mínimas a pagar por la electricidad generada por sistemas renovables de pequeña escala suministrada a la red. Con la reducción de costes de los sistemas, y la mayor viabilidad de los sistemas solares, las primas se han ido reduciendo en todos los estados o eliminando.

Hoy en día, y gracias a las políticas implementadas en este país, surge una nueva investigación la cual sugiere que el cruce entre el precio de autoconsumo fotovoltaico con baterías y el de la factura eléctrica en los hogares australianos puede ocurrir dentro de un año. Esa es la conclusión de la investigación de Jemma Green y Peter Newman, de la Universidad de Curtin, Perth. Han demostrado que la tarifa A1, la tarifa estándar ofrecida a los hogares por una empresa eléctrica, llegará a ser más cara que el valor combinado de paneles fotovoltaicos en el techo y el almacenamiento a lo largo del año 2017, tal como se aprecia en la figura 13.

Pero esto, en opinión de los autores, no significa que la gente vaya a desconectarse de la red de manera masiva, porque cuando se llega a ese punto hay “beneficios intangibles” de estar conectado a la red, y costaría mucho más que instalar las baterías suficientes para hacer frente a los picks de demanda del consumidor. Con estas medidas y viendo lo que está sucediendo en la actualidad con este país, perfectamente, en un par de años más, la red

eléctrica de Australia provendrá 100% de energía renovable, en su mayoría, proveniente del sol, según la proyección mostrada en la figura 14.

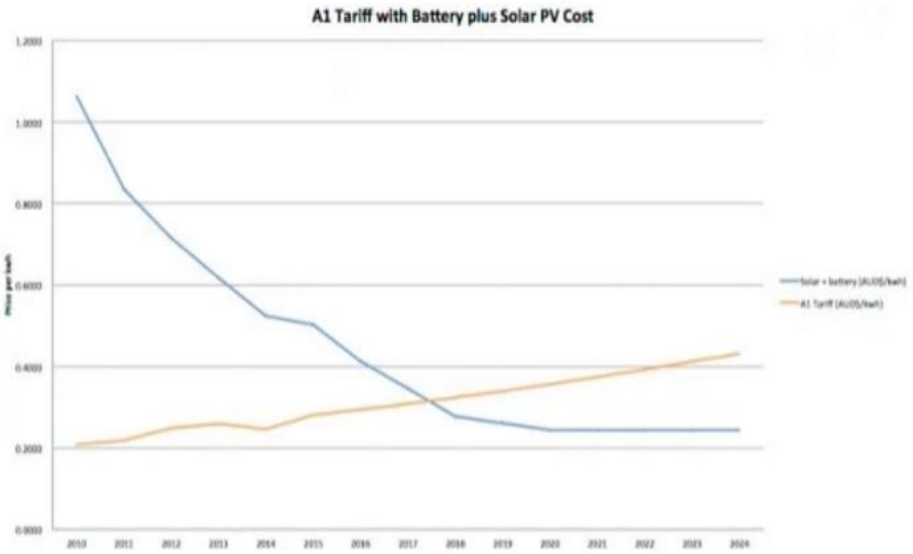

Figura 13: Variación tarifa A1 empresa Synergy comparado con la variación de la tarifa fotovoltaica + batería.

Fuente: Green and Newman 2016.

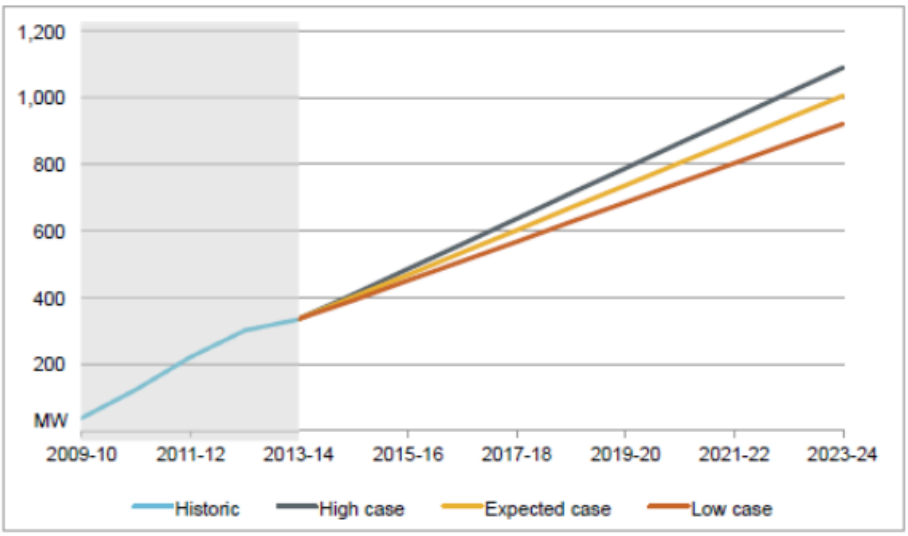

Figura 14: Capacidad solar fotovoltaica instalada 2009-10 hasta 2013-24.

Fuente: Mercado Energía Solar en Australia, 2016.

3.1.4 Caso Estudio California EEUU

Otro caso a estudiar es lo sucedido en el estado de California, EEUU. Según un informe realizado por el observatorio crítico de la energía, en el año 2015, aproximadamente el 1% de la electricidad generada en EEUU tenía origen fotovoltaico. Si bien este porcentaje es menor que el de países como Italia o Alemania, donde asciende al 7-8%, EEUU cuenta con una extensa y asentada regulación en materia de renovables, en general, y de fotovoltaica, en particular, la cual ha permitido que más de dos tercios de la nueva potencia instalada en 2015 corresponda a eólica y solar (OCE, 2016).

California contribuye otro de los ejemplos de autoconsumo. En 2015, aproximadamente el 7% de la electricidad generada allí tuvo origen fotovoltaico, ya fuera en grandes centrales o en pequeñas instalaciones de generación distribuida. Como muestra la Figura 15, a final de 2015 había 5.458 MW de potencia agregada en grandes plantas de producción y 3.449 MW de potencia agregada en pequeñas plantas de generación distribuida funcionando en régimen de autoconsumo (OCE, 2016). Se puede apreciar en el gráfico cómo el despegue de las instalaciones de autoconsumo comienza antes que el de las plantas de producción, las cuales empiezan a instalarse de forma abrupta a partir de 2011. Este desfase temporal se explica por la temprana implantación de una normativa de balance neto que garantizaba la viabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo aun cuando el precio de la fotovoltaica no había alcanzado los niveles tan bajos en los que se encuentra hoy en día.

La alta penetración de la fotovoltaica en sus diversas modalidades y la posibilidad de realizar un análisis temporal de su desarrollo, debido en gran parte a la existencia de una exhaustiva base de datos gubernamental, hacen de California un caso de estudio idóneo del que extraer valiosas conclusiones.

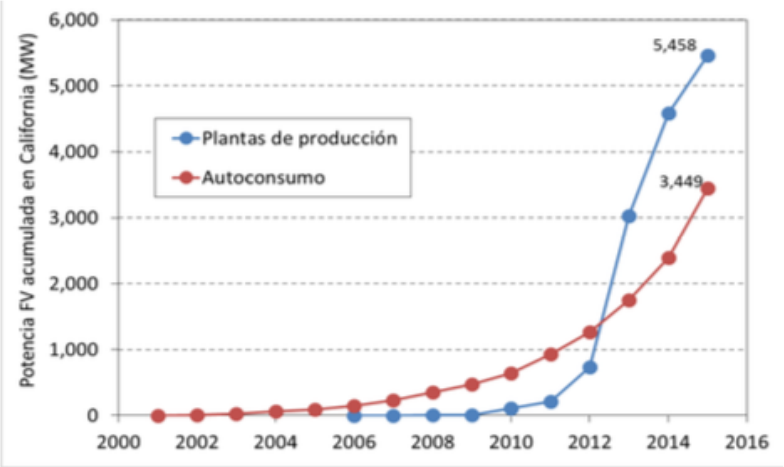

Figura 15: **Evolución de la potencia fotovoltaica total instalada en California. En azul, instalaciones que venden toda su generación, en rojo instalaciones en régimen de autoconsumo.**

Fuentes: OCE, 2015.

Una de las primeras cosas a observar de este caso es que California es un ejemplo paradigmático de apuesta por el balance neto como forma de impulso al desarrollo del autoconsumo renovable. La primera normativa de balance neto fue aprobada en 1996. Desde entonces, ha sido modificada en numerosas ocasiones, siendo la última en 2013. Las principales características de la normativa vigente son (California Public Utilities Comission, sf):

- ✓ Se trata de un balance neto en dinero; es decir, cada kilovatio-hora exportado a la red genera un saldo económico (igual al precio al que el consumidor doméstico compra la energía) que se resta de la factura originada por la energía consumida de la red. Dicho saldo económico está libre de impuesto.
- ✓ El periodo de balance es de 12 meses. Tras este tiempo, si el balance energético del auto-consumidor es positivo (hay un exceso neto de generación), este puede elegir entre:
    1. recibir una compensación económica por parte de la comercializadora o
    2. conservar ese exceso mes a mes de forma indefinida.

La retribución del exceso neto de generación se calcula como la media

durante los 12 meses del precio de mercado mayorista entre las 7 am y las 5 pm.

- ✓ Se establece un límite de potencia de 1 MW por instalación.
- ✓ Se establece un límite de capacidad agregada por territorio y compañía. Dicho límite es del 5% de la suma de las potencias pick de todos los clientes de la compañía. Alcanzado ese 5%, las nuevas instalaciones de autoconsumo tendrán que regirse por la tarifa sucesora del balance neto.

Además de esta modalidad, también existe el concepto de autoconsumo compartido, el cual está permitido en diversos estados de EEUU, incluyendo a California. No obstante, menos del 1% de las instalaciones de autoconsumo son compartidas. Actualmente existen tres modelos de autoconsumo compartido permitidos en California:

1. Las instituciones públicas pueden realizar balance neto entre una instalación de generación y más de un punto de consumo. Para ello, los puntos de consumo tienen que disponer de facturación horaria.
2. Se permite el balance neto compartido entre clientes participantes de viviendas de un edificio en multipropiedad, donde la energía compensada mediante el balance es típicamente distribuida en proporción a la propiedad del sistema de generación compartido.
3. Un mismo cliente con más de un contador en propiedades contiguas tiene la posibilidad de agregar los consumos y aplicar al total de la compensación de energía generada por una instalación también ubicada en una propiedad contigua.

En la actualidad, esta normativa se ha modificado (a partir del 1 de Julio del 2017). Desde entonces, los nuevos clientes que quieran ser auto consumidor tendrán que suscribir un contrato bajo la tarifa sucesora del balance neto, publicada en enero de 2016 por la California Public Utilities Commission. Las principales diferencias con la actual normativa de balance neto son:

- Para instalaciones inferiores a 1 MW, se requerirá el pago único de una tarifa de interconexión (entre 75$ y 100$).
- Las instalaciones mayores de 1 MW podrán incorporase al régimen de autoconsumo. Estas deberán hacerse cargo de los costes de interconexión y actualizaciones necesarias en la red.
- Se genera un pago por cada kWh que se consume de la red (aproximadamente 2-3 c$/kWh). Actualmente los auto-consumidores solo cancelan dicho pago por la energía que consumen de la red tras descontar el saldo balanceado; es decir, por el consumo neto importado de la red, mientras que el resto de consumidores lo pagan por cada kWh consumido. Este está destinado a financiar programas públicos, como por ejemplo de ayuda a las familias con bajos ingresos y de eficiencia.

Es importante resaltar el contexto en que se ha elaborado esta tarifa sucesora del balance neto, o balance neto 2.0, para la que, de momento, no se establecen cupos máximos de potencia instalada. La regulación de balance neto ha permitido, como se muestra en la Figura 8, un desarrollo prácticamente exponencial del autoconsumo. Este crecimiento no tiene aspectos de frenarse en los próximos años puesto que, en términos relativos, la implantación de generación eléctrica distribuida es aun pequeña (inferior al umbral del 5% mencionado). Al igual que en el caso español, las grandes eléctricas privadas de California han defendido el establecimiento de gravámenes al autoconsumo, con la excusa de que los auto-consumidores dejan de costear gastos fijos de la red que pasan a ser sufragados por el

resto de consumidores (Wesoff, 2015). Este argumento se consolidaba en 2015 en peticiones formales al Gobierno de California por parte de las dos principales eléctricas que operan en el Estado, aprovechando la necesidad de elaboración una nueva regulación para 2017 (el llamado balance 2.0). El común denominador de dichas peticiones era el establecimiento de un impuesto a la potencia instalada (en torno a 3$/kW) y otro a la energía intercambiada por la red (6-8 c$/kWh) (John J., 2015).

Ahora, en relación a la propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas en California correspondiente sólo al sector residencial, en la actualidad el 49% de estas pertenece al auto-consumidor, ya sea este del sector residencial, comercial o industrial, o una institución pública; mientras que el 51% restante pertenece a un tercero (empresas, como SolarCity o SunRun, que financian proyectos fotovoltaicos). Esta proporción se puede apreciar en la figura 16. En relación a esto, se debe analizar brevemente la evolución histórica de la propiedad de las instalaciones, intentando encontrar tendencias y posibles explicaciones para las mismas. Para esto, es importante tener presente que: (i) para todos los años bajo estudio, las nuevas instalaciones de autoconsumo en los sectores residencial, comercial e industrial suponen más del 95% de las nuevas instalaciones de autoconsumo, por lo que entender lo acontecido en estos tres sectores equivale a entender el desarrollo del autoconsumo en su conjunto, y (ii) a medida que el autoconsumo se desarrolla, el peso relativo del sector residencial es mayor (en 2015 alcanzó el 75%) (OCE, 2016).

Existen básicamente dos modelos de propiedad de un tercero: el PPA (siglas en inglés de Power Purchase Agreement, acuerdo de compra) y el leasing. Mediante el PPA el auto-consumidor se compromete a comprar la electricidad generada por los paneles a la empresa propietaria de la instalación (a un precio generalmente inferior al precio de venta al pequeño consumidor). Mediante el leasing, el consumidor se compromete a realizar un pago mensual independiente del consumo a la empresa propietaria. Finalizado el periodo inicial de leasing, el consumidor tiene la opción de extender el periodo de leasing o comprar la instalación a “precio de mercado” (OCE, 2016).

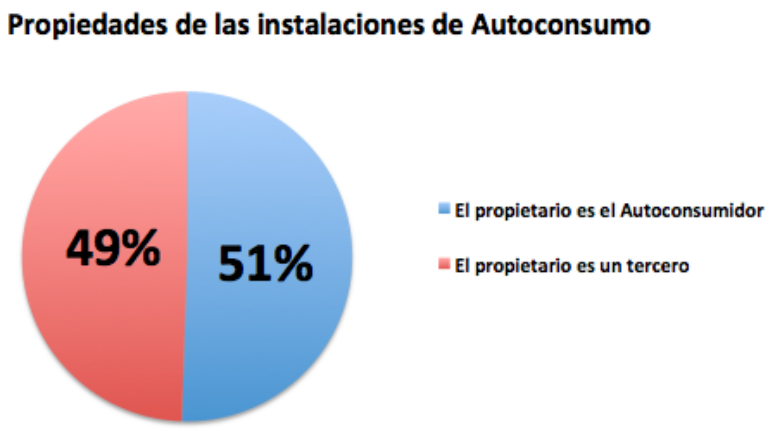

Figura 16: Propiedad de las instalaciones de autoconsumo en California. Estos datos hacen referencia a todos los sectores (residencial, comercial, industrial, instituciones públicas, etc.).

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados en https://www.californiasolarstatistics.ca.gov/

La principal ventaja de estos modelos para el auto-consumidor consiste en evitar hacer frente a la inversión inicial de la instalación (del orden de USD$10.000 para las más pequeñas). Este alto desembolso inicial, junto con la poca disposición de los bancos a conceder préstamos a particulares para financiar nuevas tecnologías, parece haber sido el mayor obstáculo para hacer que la propiedad de las instalaciones esté en manos del auto-consumidor. Si bien las instalaciones renovables de generación distribuida permiten rebajar impuestos de hasta un 30% de su coste, los trámites para esto no son nada sencillos. El principal inconveniente para el auto-consumidor de que la propiedad pertenezca a un tercero es que el ahorro a largo plazo se reduce, puesto que la empresa propietaria tiene que obtener su propio beneficio.

3.2 Experiencia Nacional

3.2.1 Caso Estudio Vitacura

En nuestro país, no existen registros de autoconsumo como los que existen en otros países y que se han expuesto anteriormente. Si bien existe una ley que permite realizarlo,

no ha tenido el éxito que se esperaba. La experiencia que se ha tenido ha sido a nivel comunitario, no a nivel residencial. Una de las medidas que se puede acercar a este término es el programa "Techo 30+" que se ha desarrollado en la comuna de Vitacura. Este programa es una iniciativa que impulsará la instalación de paneles solares en al menos 30 techos de la comuna de Vitacura durante el año 2015. El programa parte con la educación de los alumnos y profesores en los colegios municipales de la comuna**.** Los establecimientos educacionales son un componente clave dentro del grupo de actores presentes en la comuna, ya que los niños a temprana edad son capaces de internalizar de buena forma conceptos educativos de energía y sustentabilidad. El paso siguiente en sensibilizar a la comunidad en el tema de energía solar, informar respecto a las tecnologías, costos, beneficios, seguridad energética, modelos de financiamiento, net billing, barreras, etc. Esto se realiza con la finalidad de incentivar a las personas para que se hagan partícipes de este proyecto. Por otro lado, es importante contar con el aporte del sector privado, hoy en día existe una serie de empresas proveedoras de tecnología solar que ven con buenos ojos el Programa Techo 30+, y están dispuestas a aportar tanto capital humano como activo fijo para una futura implementación. Para poder asegurar la correcta ejecución del proyecto, es fundamental contar con la participación de una entidad independiente que cuente con conocimiento técnico y comercial de proyectos solares. Esta entidad estará encargada de realizar el control de calidad y asegurar la correcta implementación y avance de las diferentes etapas del proyecto Techo 30+. Ante esto, se llama a un concurso público en donde los proveedores ofrecen sus servicios, además con esto se logra economías de escala, pudiendo obtener paneles a un precio más económico de lo normal y así hacerlos más accesibles a la ciudadanía. Finalmente, una visión con el proyecto Techo 30+ es la creación de una empresa (cooperativa) de la ciudadanía de Vitacura que en el futuro se dedique a la producción y comercialización de energía en base al recurso solar en la comuna de Vitacura. Este proyecto busca romper con el paradigma de que la energía puede ser provista sólo por las grandes compañías de servicios y demostrar que existen modelos de negocio que funcionan en otras partes del mundo en que pequeñas compañías o cooperativas proveen energía a parte de la comunidad.

Con este proyecto se genera un suministro de energía descentralizada, donde la generación de un sistema descentralizado permite mostrar en la práctica, que esta

tecnología puede ser usada por todos los actores, y que en el futuro, cada uno puede convertirse en un productor de energía. Además, es el primer modelo de asociatividad solar a implementarse en Chile, que busca generar y vender electricidad a la red. Con la colaboración del Ministerio de Energía, se puede mostrar dónde están las barreras para hacer realidad este tipo de productores comunales, y por qué no residenciales, algo que existe hoy día en muchos países en el mundo.

Chile tiene mucho potencial solar, en particular, el norte de Chile tiene uno de los niveles de irradiación más altos del mundo, así como uno de los más altos de América Latina. Debido a estas condiciones, Chile es uno de los pocos países en los que se están desarrollando varios proyectos fotovoltaicos sin subsidios gubernamentales y, por consiguiente, la industria fotovoltaica está experimentando un rápido crecimiento. Si bien existen leyes que regulan la generación de energía eléctrica, aún faltan medidas al respecto para lograr masificar el autoconsumo energético, más específicamente, el autoconsumo residencial, ya que a nivel comunitario si existen proyectos que se están desarrollando.

Para finalizar con el capítulo, y a modo de resumen, se presenta un cuadro comparativo como en la tabla 1, en donde se presentan las diferencias de cada uno de los casos de estudio.

De acuerdo a la tabla 1, hay información que no se encuentra del todo disponible, sobre todo para el caso nacional ya que recién está comenzando. Por otro lado, hay algunos patrones que se repiten dentro de los casos más exitosos el cual es la existencia de un incentivo económico o ayuda estatal para la instalación de los paneles solares, además de la existencia de empresas que se hagan cargo de financiar las instalaciones. Estos patrones en común son dignos de ser estudiados y, por qué no, aplicarlo a la realidad Chilena.

Tabla 1: Cuadro comparativo de los distintos casos de estudio.

	España	Alemania	Australia	California (EEUU)	Vitacura
Porcentaje de generación fotovoltaica sobre el total de generación eléctrica	5%	7%	15%	7%	-
¿Existe un gravamen sobre la energía autoconsumida instantáneamente?	Si	No	No	No	-
¿Existe un modelo de balance neto, tarifa neta o Feed-in tariff?	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Balance Neto	Feed-in Tariff
¿Qué porcentaje de las instalaciones pertenece al consumidor?	-	47%	-	49%	0%
¿Hay incentivos o préstamos públicos para la instalación de paneles solares?	No	Sí	Sí	Sí	No
¿Existen empresas privadas dedicadas a financiar el coste de las instalaciones?	No	No	Si	Sí	No

Fuente: Elaboración propia.

Si bien es importante conocer la realidad de otros países más avanzados que el nuestro en esta materia, también es importante conocer el contexto en que el que se desarrolló y en el que se encuentra actualmente la Ley 20.257 con las falencias, barreras o dificultades que presente y motivo por el cual no ha tenido el éxito que se esperaba.

CAPÍTULO IV: IMPACTO LEY NET METERING

4.1 Implicancias Instrumentos Legales

En materia legal, se encuentran las diversas modificaciones introducidas a la Ley Eléctrica (DFL1) que es el principal instrumento que regula el mercado eléctrico nacional. Específicamente destacan las Leyes Corta I (año 2004) y Corta III (2008) cuyo objetivo principal es facilitar la incorporación de las ERNC a la matriz energética y su operación en el mercado. Asimismo, otra modificación relevante es la modificación al Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) (Dufey et al., 2010). Todo ello se describe a continuación.

- **Ley No 19.940 o Ley Corta I del año 2004**: Orientada principalmente a corregir el sistema de pago al sistema de transmisión. Básicamente regula los sistemas de transporte de energía eléctrica estableciendo un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones a la ley general de servicios eléctricos. Abre el mercado spot asegurando el derecho a conexión a las redes de distribución a las centrales de tamaño pequeño (tamaño que se ubican muchas centrales ERNC) y las exime del pago de peaje del sistema de transmisión (total para plantas menores a 9 MW y parcial para plantas menores a 20 MW) (Ley 19.940, 2004).
- **Ley No 20.257 o Ley Corta III del año 2008**: Define lo que son las Energías Renovables no Convencionales o ERNC y busca crear una demanda por proyectos de inversión en este tipo de energías. Básicamente establece que a partir del año 2010 todas las empresas eléctricas del SIC y SING que retiran de sistemas con más de 200 MW de capacidad instalada deberán abastecer un suministro del 5% de sus ventas anuales de electricidad en base a ERNC. A partir del 2014, este porcentaje se incrementará gradualmente en un 0.5% anual hasta llegar a un 10% en 2024. Las generadoras tradicionales pueden cumplir la obligación a partir de proyectos ERNC propios o partir de terceros bajo contrato de suministro. La obligación aplica a contratos de suministro a clientes libres y a empresas de distribución bajo contrato a

partir del 31 de agosto de 2007. La ley aplica sólo aquellos proyectos ERNC que hayan sido conectados a la red a partir del 1 de enero de 2007 (Ley 20.257, 2008).

Esta Ley crea una demanda por ERNC dentro del sector eléctrico al exigir una cuota mínima de participación: un 5% de la energía comercializada a partir de 2010 hasta llegar a un 10% en el año 2024. De acuerdo al gobierno el objetivo de la ley es el desarrollo de proyectos ERNC y estimular un mercado por esas tecnologías, siguiendo cuatro principios (Dufey et al., 2010):

- Eficiencia y competencia: las generadores tradicionales internalizarán el costo de cumplir con la obligación a través de la implementación de los proyectos ERNC más eficientes.
- Efectividad: se garantiza la incorporación de proyectos ERNC en la matriz eléctrica. De acuerdo a la CNE, el impacto estimado de la ley en términos de capacidad adicional es de 200 MW en 2010 y 1.400 MW al 2020.
- Equidad: la ley, al no discriminar entre clientes regulados y no regulados, no debería cambiar en forma significativa el costo de la energía alterando el ambiente competitivo del mercado.
- Simplicidad legal: al ser compatible con la Ley Eléctrica de 1982 (DFL1) incentiva la entrada de nuevos entrantes con proyectos ERNC a firmar contratos con empresas ya establecidas.

Tabla 2: Resumen implicancia instrumento legal.

Instrumento	Características principales	Fortalezas	Debilidades
Ley Corta I	Asegura conexión a proyectos ERNC y exime de pago de peaje a plantas menores a 20 MW	Impacto económico positivo (aumento rentabilidad) de proyectos ERNC.	Aborda a proyectos en sistema troncal y no en la sub-transmisión Impacto no es suficiente para proyectos eólicos
Ley Corta III	Cuota mínima de ERNC de 5% de las ventas de energía desde el 2010, porcentaje que aumenta en 0,5% desde 2014 hasta llegar a 10% el 2024. También introduce multa por incumplimiento de 0.4 (UTM) por MWh de déficit que aumenta a 0.6 UTM por MWh de déficit por	Crea demanda forzada por proyectos ERNC Estimula desarrollo de tecnologías ERNC maduras y de bajo costo	Dado que regulador decide cuota y mercado el precio, alto riesgo económico enfrentado por inversionista Ausencia de precios estables de largo impide desarrollo de generadores de alta inversión, bajo costo de operación y generación variable

	incumplimiento reiterado dentro de 3 años	Rápido desarrollo si se acompaña de voluntad política	Genera mercado ERNC pequeño Desfavorece desarrollo tecnologías más costosas o menos maduras, en desmedro de diversificación tecnológica Nivel de fijación de cuota es clave. Necesidad de revisarla periódicamente de manera de reflejar cambios en costo-efectividad de tecnologías. Ante existencia de actores dominantes el mercado se puede tornar poco transparente e inhibe entrada de nuevos actores Multas bajas pueden inhibir cumplimiento Costo de administración altos

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, existen diversos temas en discusión respecto de cuán efectivo es este instrumento para promover las ERNC en Chile, temas que se identifican y discuten en lo que sigue.

- **Adecuada consideración de la relación costo-efectividad de las tecnologías ERNC:** Este punto se vincula a si acaso un nivel fijo de la cuota de 10% al 2024 considera adecuadamente la competitividad de las ERNC en el horizonte de tiempo y cómo esto afecta el desarrollo del sector. En efecto, de acuerdo al objetivo planteado por el gobierno la ley debiera propulsar la materialización de proyectos ERNC que sean competitivos, no sólo frente a los actuales precios de mercado sino también a los precios a futuro, y que enfrentan barreras distintas de precio a su desarrollo. En ese sentido, si bien el gobierno reconoce que la relación costo-efectividad de las tecnologías ERNC es dinámica, este punto no queda claramente reflejado en una cuota fija de 10% al 2024. Ello se da por varias razones que se explican a continuación. Primero, la tendencia en los precios de los combustibles fósiles es al alza, tendencia que debería acentuarse aún más en el futuro en la medida que el planeta avance hacia una economía

baja en carbono. Y segundo, a que diversas tecnologías ERNC aún no se encuentran en su punto de madurez tecnológica, e incluso algunas de ellas aún se encuentran en fase de Investigación y Desarrollo o Demostración, por lo que su potencial de baja de costos es importante en la medida que vayan avanzando en su curva de aprendizaje y materializando economías de escala. Estos cambios en dicha relación de las ERNC respecto de las energías convencionales debiera irse reflejando en el nivel de la cuota fijada a futuro. De hecho la IEA en su reciente revisión de la política energética chilena destaca que estas cuotas debieran ser revisadas cada 5 años. Una cuota muy baja envía una señal incorrecta al mercado y va en desmedro de un desarrollo costo-efectivo de las ERNC, lo cual constituye uno de los objetivos de política perseguido por el gobierno con la Ley Corta III. Finalmente, el análisis de costo-efectividad de las distintas tecnologías en la que se basa la fijación de la cuota del 10% de ERNC no incluye las externalidades ambientales (locales ni globales) generadas por las distintas alternativas tecnológicas, lo cual va en desmedro del desarrollo de las tecnologías ERNC ya que es ampliamente aceptado que entre sus atributos incluyen un mejor desempeño ambiental con respecto a las tecnologías de generación tradicional. En base a esto mismo, actualmente un x% de la matriz energética proviene de ERNC y se tiene como meta conseguir para el año 2050 que el 70% de la generación energética nacional provenga de energías renovables (Ministerio de Energía, 2015).

- **Neutralidad tecnológica**: Un segundo punto, vinculado al anterior, se relaciona con el impacto de la Ley Corta III sobre la neutralidad tecnológica de la Ley eléctrica (DFL1). La legislación del mercado eléctrico chileno históricamente se ha planteado como “neutra” respecto a las tecnologías de generación, entendiendo que supone que los costos de inversión y operación reflejan adecuadamente su impacto económico. En ese sentido, se reconoce que la Ley Corta III da un paso importante en romper la neutralidad tecnológica al forzar una cuota mínima de las ventas de energía a ser abastecida por tecnologías ERNC. No obstante, al no diferenciar entre distintos tipos de tecnologías ERNC,

el quiebre de esta neutralidad es parcial y sólo daría cabida a aquellas ERNC de mayor madurez. En efecto, en un sistema de cuotas, dado que la autoridad fija el nivel de la cuota y el mercado el precio, la competencia tiende a favorecer las tecnologías de menor costo, por ejemplo, las mini-hidráulicas. Así, tecnologías de menor madurez pero con gran potencial de desarrollo en el mediano plazo, y con un potencial de reducción de costos importantes, no se desarrollan adecuadamente bajo este esquema o quedan postergadas. Ello no sólo limita la diversificación de las ERNC en la matriz energética, uno de los objetivos estratégicos tras la promoción de las ERNC en Chile, si no que crucialmente va en oposición a realizar una apuesta estratégica de desarrollo tecnológico fuerte en torno a las ERNC. La experiencia internacional indica que el desarrollo de las energías renovables en torno a la captura de beneficios de desarrollo tecnológico y empleo de calidad a través de apuestas de largo plazo (por ejemplo, con la energía solar y eólica en España, EE.UU y Alemania) son los casos donde las energías renovables se han desarrollado en forma exitosa.

- **Entrada de nuevos participantes al mercado eléctrico**: El objetivo perseguido por el nuevo régimen regulatorio a las ERNC era crear un mercado para las ERNC, incentivando la entrada de nuevos participantes al mercado, a través de la firma de contratos de largo plazo entre las empresas generadoras y las empresas distribuidoras. Sin embargo, en la práctica la posibilidad de hacer contratos de largo plazo con nuevos actores se ha visto mermada por diversos factores. Por un lado, varias de las grandes generadoras tradicionales están realizando sus propios proyectos ERNC para dar cumplimiento a la cuota. Considerando la alta concentración del mercado eléctrico en los segmentos generador y distribuidor, ello implica que en la práctica los contratos se han ido dando más bien entre generadores convencionales y las distribuidoras, dejando fuera a generadores nuevos y más pequeños. De hecho, situaciones en donde existe una alta concentración de la propiedad en el sector eléctrico han sido identificadas como una de las condiciones en donde existe riesgo que el mercado se inhiba o se torne poco transparente. La negativa actitud del mercado

eléctrico chileno hacia los nuevos entrantes es un tema que ha sido ya destacado como un serio impedimento al desarrollo del sector lo cual va en claro en desmedro del objetivo del gobierno de lograr desarrollar el mercado de las ERNC mediante la entrada de nuevos participantes y con numerosos proyectos pequeños.

- **Alto riesgo económico en el precio de largo plazo enfrentado por los inversionistas**: La estabilidad en los precios de largo plazo es una condición clave para dar viabilidad económica a los proyectos ERNC considerando los altos montos de inversión involucrados y sus bajos costos de operación. En un sistema de cuotas como el que establece la Ley Corta III, es la autoridad quién fija el nivel de la cuota y el mercado define el precio, lo que por ende supone un riesgo mayor para los inversionistas, con respecto a otro tipo de instrumentos de apoyo, como son las feed-in tariffs. La ausencia de precios de largo plazo estables se identifica como un factor que estaría restringiendo la posibilidad de materializar contratos de largo plazo, especialmente en el caso de proyectos eólicos, debido a su bajo factor de planta y alta variabilidad en la generación. La existencia de un contrato bajo las condiciones actuales, obliga al proyecto ERNC (y a proyectos operando bajo cualquier tecnología) a abastecer energía por la totalidad de lo establecido en su contrato. Así, en caso de generar una cantidad menor a lo estipulado la empresa deberá salir a comprar la energía faltante en el mercado spot para dar cumplimiento al contrato. El riesgo es que este costo marginal sea muy bajo para remunerar sus costos de inversión y, peor aún, no permita una estabilidad de flujos que asegure el servicio de una deuda por financiamiento de la inversión. Adecuados niveles de contratos, según la tecnología y los niveles de energías generables, permiten reducir este riesgo.

- **Incapacidad para financiar proyectos en base a flujos de caja**: La imposibilidad de materializar contratos de venta de largo plazo a su vez impide el acceso al financiamiento. En efecto, la forma en que el marco actual remunera a los proyectos ERNC (ausencia de precios de largo plazo estables junto a un

alto riesgo de tener que salir a realizar compras y ventas en el mercado spot para dar cumplimiento a sus contratos y por lo tanto la no concreción de contratos) se traduce en que una parte importante de los proyectos de tipo eólicos no logran apalancar los recursos necesarios en el sistema financiero sobre la base de los flujos de caja provenientes de la venta de energía al mercado spot. La existencia de contratos de venta de largo plazo, o los Power Purchase Agreements (PPA) son requisito fundamental al momento en salir a buscar financiamiento. Esto es de suma importancia ya que la gran mayoría los pequeños desarrolladores de proyectos buscan financiamiento a través de deuda.

Otros temas en discusión en relación a la ley Corta III incluyen:

- **No permite acreditar el uso de ERNC en el consumo**: Actualmente aquellos clientes que se vean motivados a incluir ERNC en sus consumos, por ejemplo, con el objeto de mejorar su huella de carbono - no tienen cómo acreditar esos consumos "verdes".

- **Falta de independencia en la certificación de la generación con ERNC en manos del CDEC.** Si bien la reciente modificación realizada al CDEC – obligándolo a incluir a pequeños generadores dentro de su Directorio mejora la posición negociadora de las ERNC, ello no aborda una de las principales críticas hechas a este mecanismo y que es su falta de independencia. Una forma de abordar este problema en otros países ha sido con la creación de "CDEC" independiente para ERNC.

Con todo, los cambios legislativos introducidos a la ley eléctrica constituyen un avance importante para permitir la entrada de las ERNC en la matriz eléctrica chilena. En su forma actual, el sistema de cuotas crea una demanda forzada por energías ERNC en la matriz eléctrica chilena. No obstante se identifican diversos temas que requieren ser abordados y sometidos a mayor discusión. Uno de ellos

se refiere al nivel de la cuota. Un sistema de cuotas permite el desarrollo de un mercado ERNC pequeño y sólo en torno a aquellas tecnologías maduras. Se recomienda entonces ir revisando la cuota en forma periódica de forma de ir reflejando los cambios en la costo-efectividad (de largo plazo e incluyendo externalidades ambientales) experimentada por las distintas tecnologías. Por otro lado, el cómo realmente permitir la entrada de nuevos actores al mercado también surge como un tema pendiente. Asimismo, se requiere una mayor discusión en torno a la búsqueda de un marco de política que permita otorgar una mayor estabilidad en los precios de largo plazo enfrentados por el inversionista de forma que proyectos ERNC de alto nivel de inversión y bajos costos de operación, pero con variabilidad en la generación como son los eólicos, puedan materializar contratos de largo plazo y acceder al financiamiento necesario en base a sus flujos de caja. Asimismo, se hace necesario comenzar la plena identificación de todos los atributos (costos y beneficios) no sólo económicos sino ambientales y sociales que la sociedad valore asociados a las distintas tecnologías de generación de forma de ir incluyéndolos en los cálculos de costos y precios enfrentados por el sector. Finalmente, es importante los cambios regulatorios se complementen con un set de instrumentos orientados a las tecnologías más costosas o menor madurez tecnológica. En ese sentido, el conjunto de instrumentos de apoyo financiero al sector generados por CORFO en conjunto con la CNE surgen como importantes los cuales se analizan, preliminarmente, en la siguiente sección.

- **Modificaciones al Decreto 291 en 2009:** Esta modificación obliga a incluir en el Directorio del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) la participación de generadores de tamaño pequeño (capacidades inferiores a 300 MW). Este cambio mejora la posición negociadora de las generadoras de menor tamaño (rango en que se encuentran muchas ERNC) dándole acceso directo a negociaciones, y no a través de uno de los grandes generadores, como era el statu quo hasta la aprobación de dicha modificación legal (DS 291/2009).

4.2 Críticas a la Ley de Net Metering

Una de las principales crítica que se le hace a esta Ley es en relación al precio de compra de la electricidad que se inyecta a la red, y al elevado costo inicial, además de un excesivo tiempo de retorno para un proyecto de este tipo. Recordando en caso de Australia, cuando se produce un watts y se inyecta a la red, el precio de esta es el mismo que si se comprara directamente a la red, o bien mayor, esto con el fin de incentivar el autoconsumo. Por su parte, en Chile no es así, el precio al que pagan el watts que se inyecta a la red es menor, sino la mitad. Por otro lado, la ley es muy poco estimulantes en el sentido de la inversión que se hace ya que se necesitan 10 años aproximadamente para amortizar una inversión que efectivamente dura 25 años (Gonzalez T., 2014).

Por su parte, Carlos Finat, director ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) es escéptico ante los reales efectos de la ley Net Metering. A su juicio, es difícil que se alcance un cambio radical o se logre ver una gran cantidad de potencia: "Al asignador residencial se le ofrece una tarifa que es muy parecida a la tarifa con la cual la distribuidora compra a los generadores grandes, entonces, es una competencia muy difícil" advirtió Finat y señaló que para efectos de que la ley pueda funcionar bien faltarán mecanismos de financiamiento que faciliten que los usuarios puedan instalar sus paneles y mejorar las condiciones de competencia (Gonzalez T., 2014).

En definitiva, la implementación de la Ley ha sido beneficiosa, proporcionando toda la base legal para hacer provecho de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Sin embargo, el desafío ahora está en potenciarla y lograr la masificación que todos los ciudadanos puedan gozar de los beneficios de la energía solar. Esto se puede logar mejorando la ley para los usuarios residenciales, creando instrumentos de financiamiento y simplificando los trámites administrativos para inscribir el sistema con la distribuidora local y la SEC.

Adicional a lo anterior, más allá de ser una crítica, la entrada en vigencia de la ley permitió regular los costos de los paneles solares o nuevas tecnologías de autogeneración de energía. Según el director del Instituto de Ecología Política, Manuel Baquedano, el precio de los paneles solares se ha logrado disminuir en un 80% en los últimos años. En

ese sentido, se espera que con la introducción de este mercado los costos sigan abaratándose para lograr democratizar la generación de energía eléctrica en Chile (Gonzalez T., 2014).

CAPÍTULO V: IDENTIFICACIÓN FALENCIAS LEY ENERGÉTICA

5.1 Análisis del Reglamento de la Ley N° 20.571

En base a la Ley 20.571, se plantean las condiciones para la instalación de equipos de generación en los domicilios de los clientes finales, y cómo serán canceladas las inyecciones de energía por la empresa distribuidora al cliente final.

Según esta Ley, la distribuidora debe permitir la conexión del cliente final para inyectar potencia sin perjuicio de cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por lo que debe tener a disposición de los usuarios la información técnica de sus instalaciones, y el cliente final podrá solicitarla para el adecuado diseño del equipo domiciliario. Además, en caso de suspensión del servicio o corte de suministro donde se encuentra la instalación de generación, ésta debe quedar impedida de inyectar energía hasta que se reanude el servicio.

El proceso de conexión se iniciará presentando una Solicitud de Conexión (SC) a la distribuidora mediante una carta, en la que se manifiesta la intención de instalar equipamiento de generación y se adjunta la siguiente información:

- Nombre, razón social y RUT. Las personas naturales deberán presentar la cédula de identidad. En caso ser persona jurídica, la solicitud deberá ser presentada por su representante legal, especificando nombre, RUT y documento que acredite su personería con una vigencia no mayor a 30 días.
- Certificado de dominio vigente del inmueble donde se instalará el equipamiento de generación, del Conservador de Bienes Raíces.
- Dirección del inmueble donde se instalará la generación.
- Número de cliente del usuario.
- Teléfono, correo electrónico o algún medio de contacto.
- Capacidad instalada del equipo de generación y sus características principales.
- Cualquier antecedente adicional que el usuario considere relevante.

La distribuidora deberá responder a la SC mediante una carta certificada que debe contener la siguiente información:

- Ubicación geográfica del punto de conexión a la red, de acuerdo al número de cliente.
- La propiedad y capacidad del empalme asociada al usuario, expresada en kW.
- La capacidad instalada permitida en la red de distribución.
- Obras adicionales o adecuaciones necesarias para la conexión del equipo de generación, su valor, forma de pago y plazo de ejecución.
- Modelo inicial de contrato de conexión a firmar una vez presentada la notificación de conexión.
- El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión.

La capacidad instalada permitida en la red de distribución deberá ser establecida por la distribuidora, en base a los parámetros como la capacidad del transformador de distribución y potencia de cortocircuito, capacidad de los conductores de la red, entre otros.

Las obras adicionales deben ser financiadas por el cliente y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes de la distribuidora, y la conexión del equipamiento de generación a la red eléctrica sólo podrá ser efectuada o supervisada por la distribuidora, que también deberá valorizar de las actividades necesarias para la conexión.

Para evitar hacer obras adicionales, el cliente tiene la opción de ajustar la capacidad instalada del equipamiento a un valor menor o igual a la capacidad instalada permitida, con lo cual las obras adicionales no serán necesarias. La necesidad de obras adicionales para la conexión estará basada sólo en dos causas:

- La capacidad instalada del equipamiento es mayor a la capacidad del empalme del usuario.
- La capacidad instalada del equipamiento excede la capacidad instalada permitida donde se ubicará dicho equipamiento.

Para determinar la capacidad instalada permitida se considerarán la capacidad instalada, la tecnología de generación y el perfil de inyección diario previsto. Además, deberá considerarse el impacto que tendrá la conexión sobre la red, tomando en cuenta la corriente que circule por la red eléctrica, la regulación y fluctuación del voltaje y la corriente de cortocircuito.

El usuario debe declarar la puesta en servicio del equipamiento ante la SEC, la que debe ser realizada a través de los instaladores eléctricos autorizados por la SEC, quienes acreditarán que la instalación ha sido proyectada y ejecutada cumpliendo la normativa vigente.

El cliente debe presentar una Notificación de Conexión (NC) mediante una carta que debe contener lo siguiente:

- Nombre o razón social del titular, RUT del solicitante, domicilio y número de identificación del cliente final.
- Capacidad instalada del equipamiento de generación y características técnicas esenciales consistentes con la SC.
- El o los certificados de la(s) unidad(es) de generación y demás componentes que así lo requieran.
- La identificación y clase del instalador eléctrico, o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92 de 1983 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Copia de la declaración o comunicación de la puesta en servicio del equipamiento realizada por el usuario ante la SEC.

La empresa distribuidora y el cliente final deben firmar el contrato de conexión, el que debe hacer mención a los puntos:

- Identificación de las partes, es decir, usuario y distribuidora.
- Opción tarifaria establecida.

- Capacidad instalada del equipamiento de generación.
- Propiedad del equipo medidor y modalidad de lectura.
- Características técnicas del equipamiento de generación.
- Ubicación del empalme y certificado(s) de la(s) unidad(es) de generación y demás componentes del equipamiento.
- Fecha de conexión del equipamiento de generación.
- Causales de término o resolución del contrato de conexión.
- Mecanismo escogido por el cliente para el pago de los remanentes no descontados.
- Vigencia del contrato.
- Medio de comunicación acordado.

Una vez firmado el contrato, la distribuidora realizará la conexión del equipamiento al sistema de distribución eléctrico.

La distribuidora será responsable de realizar las lecturas de inyecciones de energía efectuadas por el equipo de generación, para lo que será necesario que el usuario tenga un medidor capaz de registrarlas. Las inyecciones serán valorizadas al precio de nudo de energía que la distribuidora debe traspasar a sus clientes regulados, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la distribuidora asociada a las inyecciones, por lo que el precio de nudo de la energía deberá ser multiplicado por los factores de pérdidas medias asociados a la opción tarifaria del usuario. [OBS: Esto se traduce en que el cliente recibe por el kWh vendido a la distribuidora, sólo un 60% aproximadamente del precio al que la distribuidora vende el kWh al cliente].

Las inyecciones de energía deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en que se realizaron. Si existiese un remanente a favor del cliente, se descontará en las facturas subsiguientes.

5.2 Beneficios y Desventajas Net Metering

Los sistemas residenciales fotovoltaicos pueden fortalecer la red de distribución, especialmente en las áreas rurales. Esto se debe a que el voltaje tiende a caer al final de las largas líneas de distribución cuando las cargas son altas, y si cae por debajo de un nivel

umbral, se producirá un apagón temporal. Debido a esto es que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución fortalecen el voltaje y mejoran el servicio general. Por otro lado, los clientes se benefician de la medición neta de los sistemas residenciales de PV ya que obtienen una garantía a largo plazo en las facturas de servicios eléctrico. Junto con esto, las comunidades se benefician de la inversión en generación local. Esta inversión no solo aumenta el valor de la propiedad local, sino que también aumenta las oportunidades comerciales locales (Poullikkas A., 2013).

También hay algunos conceptos erróneos acerca de la medición neta, como que ésta perjudica la utilidad final al reducir los ingresos. Este argumento es similar al de la eficiencia energética en donde los clientes que reducen sus compras de electricidad dañan los ingresos de las empresas eléctricas. Esto sería cierto si todos los hogares tuvieran un sistema fotovoltaico y lo pusieran en sus techos. Sin embargo, el mercado fotovoltaico actual está aumentando, por lo tanto, cualquier política de net metering debe recibir una revisión periódica para monitorear el progreso de la tecnología y el desarrollo del mercado (Rokack J., 2011). Si los FV, y especialmente la eficiencia energética, que tienen un potencial mucho mayor para afectar las tasas que los FV, llegan al punto en que realmente reducen los ingresos de las empresas eléctricas, entonces las tarifas deben reestructurarse para garantizar ese servicio.

Otra idea equivocada es que la medición neta representa una subvención de un grupo de clientes a otro. Este argumento tiene que ver con la metodología que utilizan las utilidades para cobrar a los clientes. El argumento es que las empresas cobran a todos los clientes de la misma clase una tasa única. Por lo tanto, un hogar que usa mucha electricidad durante el día en que el costo de obtener electricidad es más alto, paga lo mismo que el hogar que usa electricidad durante la noche en horario bajo (Poullikkas A., 2013).

Respecto al equipamiento, lo único que se requiere es un medidor neto, no se deben establecer nuevas tarifas ni nuevos procedimientos. Todo lo que se requiere es que la empresa agregue una línea en el libro mayor para que cada cliente de net metering pueda contabilizar sus consumos e inyecciones de excesos a la red. Compare esto con la alternativa del esquema de soporte FiT, que requiere la instalación de otro medidor. Luego, la empresa eléctrica debe realizar viajes especiales para leer este medidor y reajustar sus

procedimientos contables para realizar un seguimiento de otro medidor para una única cuenta. Este escenario es similar al que se tiene actualmente, por lo que desde ese punto de vista se logra un ahorro para las empresas eléctricas (Poullikkas A., 2013).

Siguiendo con esta misma línea, y a modo de síntesis, se pueden identificar algunos otros beneficios del Net Metering (Saldías H., Ulloa H., 2008), como por ejemplo:

- ✓ Corresponden a sistemas modulares y de relativa facilidad de transporte.
- ✓ No existen costos de terrenos si son montados sobre techumbres.
- ✓ No contaminan en absoluto.
- ✓ No requieren partes móviles, ni ciclos termodinámicos ni químicos. Por esto requieren de muy poco mantenimiento.
- ✓ Tiene bajísimos, casi nulos, costos de operación y mantenimiento.
- ✓ Muy adecuado para sitios o aplicaciones en que no existen redes de energía eléctrica cercanos.

Por el contrario, las desventajas que se pueden presentar, y ante las cuales actuar, son:

- ✓ Muy altos costos de capital en comparación con otros sistemas convencionales.
- ✓ Recurso intermitente: requiere de bancos de baterías para guardar energía y lograr ser independiente (no necesitar conexión a la red eléctrica).
- ✓ Generalmente falta de infraestructura para la venta y servicios relacionados a esta tecnología.
- ✓ Baja eficiencia de los paneles fotovoltaicos (actualmente se encuentran en fase de prueba paneles el doble de eficientes y más económicos que los actuales).
- ✓ Desconocimiento de la población de la confiabilidad de estos sistemas.

5.3 Falencias de la Ley N° 20571

Para entender la Ley 20.571 se debe ver el contexto en el cual se estaba desarrollando el proyecto en su momento. En aquel entonces el país enfrentaba grandes desafíos en materia de política energética. Los acontecimientos de los últimos años han realzado la importancia de la seguridad del suministro de energía como un objetivo estratégico fundamental, en

consistencia con los niveles de confiabilidad previstos en la Ley General de Servicios Eléctricos, reformada por las leyes N° 19.940 y 20.018, cuyos objetivos fueron permitir el desarrollo de nuevas inversiones en los sectores de generación y transmisión de electricidad, a fin de garantizar las condiciones económicas que faciliten el estudio y ejecución de nuevas obras para preservar un suministro confiable. Estas medidas permitieron desarrollar incentivos para el arribo de las energías ERNC, como por ejemplo proyectos eólicos de baja capacidad siendo el Parque Canela (Coquimbo) en el año 2006 y Parque Eólico Alto Baguales (Aysén) en el año 2001.

A pesar de este inicio anterior en materias de ERNC, la Ley 20.257, iniciativa más concreta en términos de generación de este tipo, no fue impulsada hasta luego que se dieran un conjunto de factores. El primer elemento, y uno de los factores más influyentes, fue el desabastecimiento del gas argentino en el año 2002. Durante el período de alta oferta argentina, la matriz energética se proyectaba hacia una alta dotación de gas recibiendo inversiones en plantas de flujo combinado. Luego del corte provisional del fósil, plantas y dos gasoductos se vieron inutilizados, provocando un aumento en la inversión en generación termoeléctrica, diesel e hidroeléctrica. Como segunda consecuencia, aumenta la búsqueda de alternativas que puedan aumentar la capacidad con fuentes de energías naturales renovables dentro del país, de manera de disminuir la dependencia y diversificar el mercado con la entrada de nuevos generadores con menores costos.

Otros elementos que potenciarían la popularidad de estos proyectos tienen su origen en el desarrollo de una cultura pro medio ambiente a nivel mundial, donde se buscaría con las ERNC generar el menor impacto ambiental y social en las instalaciones de estas plantas, con distintas características para cada tecnología. Un cuarto determinante estaría dado por el alto potencial eléctrico de las ERNC en Chile, con un alto potencial en energía eólica y solar.

La Ley 20.571, o Ley ERNC, promulgada en el año 2008 fue la primera iniciativa en esta materia. Esta impone a las empresas generadoras que el 5% de sus retiros provenga de ERNC con un crecimiento mantenido desde 2015 hasta 2024 llegando a un porcentaje final de 10% en retiros por aprovechamiento de estas energías. Esta medida tuvo un impacto positivo en la tasa de crecimiento de estas tecnologías en Chile, aumentando su desarrollo.

Esta Ley indica que todas las empresas eléctricas que comercializaban energía debían hacerlo con un porcentaje de ERNC. Así, según Gouet y Áviles, cada empresa eléctrica que efectuará retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, debía acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10 % de sus retiros en cada año haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales.

La ley 20.257, y luego modificada por la ley 20.698, son políticas de incentivos con enfoque en la cantidad, detallada en cuotas obligatorias de aumento gradual. Esta explícitamente dice lo siguiente: "[...] la obligación aludida en el inciso primero será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025. [...]"

Con esta política se genera un mercado secundario al energético, mercado que ya ha visto actividad en Chile, que es la venta de certificados o contratos de generación de energía renovable comprada por las generadoras y vendida por estas nuevas pequeñas fuentes de energía renovable. Puede significar un alto riesgo para los inversionistas la variabilidad del precio, ya que al bajar mucho el precio, por ejemplo en un año con una alta hidrología, los precios proyectados por el proyecto pueden ser inferiores a los esperados, lo que provocaría que la inversión no logre el retorno esperado.

Otro problema que tiene este tipo de incentivo es la falta de desarrollo de tecnologías poco maduras debido a su alto costo y desarrollo en el largo plazo, ya que inversionistas, debido a la alta competencia, ven mayores oportunidades en las tecnologías más seguras y maduras con menores costos.

Un último problema a calificar es el provocado por una posible sobre demanda de fuentes ERNC, que si supera la demanda habrá que diversificarla haciendo que todos los participantes generadores perciban precios menores. Este escenario es posible en el marco actual chileno, ya que se encuentran alrededor de 11.000 MW aprobados en ERNC, cantidad superior a la demanda actual chilena.

En ese contexto, tanto la diversificación de las fuentes de suministro eléctrico, como el desarrollo de fuentes propias que nos permitan mantener una relativa independencia energética, son estrategias para aumentar la seguridad de nuestro suministro eléctrico, hoy compartidas por el conjunto de la sociedad.

El estímulo al desarrollo de las energías renovables no convencionales forma parte de estas estrategias, pues permite incorporar a la matriz de generación eléctrica nacional fuentes de energía primaria autóctonas y tecnologías de generación que hoy no están presentes en ella, o bien sólo lo están de manera marginal, las que contribuyen a mitigar el impacto que las variaciones internacionales de los precios de los combustibles tiene en el país.

Adicionalmente, el nivel actual de los precios nacionales e internacionales de la energía, así como los altos grados de desarrollo y eficacia que han alcanzado algunas tecnologías, permiten la existencia de proyectos de energías renovables no convencionales que deberían ser competitivos en el país con las fuentes tradicionales de generación. Las oportunidades que esto trae, han sido advertidas por diversos emprendedores nacionales e internacionales que, en un número creciente, están tratando de desarrollar estos proyectos en Chile.

Esta necesidad se sustenta en la constatación de que algunas características de los proyectos y de parte importante de sus promotores, impiden asumir los riesgos asociados a la comercialización final de la energía de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales. Debido a ello, estos proyectos tienen menores posibilidades de suscribir contratos de largo plazo con clientes finales no sujetos a regulación de precios o empresas distribuidoras para la venta de su energía y, por consiguiente, no pueden optar a modelos de negocios que les otorguen certidumbre de ingresos durante plazos prolongados, condición fundamental para desarrollar proyectos que se caracterizan por la recuperación del capital invertido en el largo plazo.

Además, el menor tamaño de los proyectos de energías renovables no convencionales y la dedicación relativamente mayor que demanda su evaluación, más el riesgo inicial que implica la introducción de tecnologías innovadoras en mercados competitivos de generación eléctrica, los hacen, por el momento, menos interesantes para las empresas existentes en el mercado eléctrico chileno que los proyectos con energías convencionales. Si bien los actores tradicionales han comenzado a evaluar y, en algunos casos, a ejecutar algunos proyectos con energías no convencionales, probablemente los desarrollarán a un ritmo menor y en una cantidad inferior al que permite el potencial del país.

La ley 20/25 es una serie de modificaciones hechas al DFL 4 que tienen como meta impulsar la ERNC como una fuente importante de la matriz energética. Específicamente la meta establecida por la ley es lograr que el 20% de la energía de Chile para el año 2025 sea de energías renovables. Esta modificación en particular es un aumento del doble de lo que se proponía originalmente. Por ello es que junto con fijar esta cuota para el año 2025, la ley también apunta como se debe dar este aumento a través de los años y establece un sistema de licitaciones que aseguraría el cumplimiento de los porcentajes a los que se aspira.

En el caso del aumento a través del tiempo se establece un aumento gradual de representatividad por año. Es decir se agrupan los años de modo que se espera más variación en los años más posteriores. Este se puede entender debido a que pasando el tiempo existirá un ambiente más propicio para la integración de nuevas plantas. Razones para esto pueden ser la reducción de incertidumbre que se asume habrá mientras las renovables se vuelven parte normal del panorama energético tanto como la existencia de infraestructura adecuada que acomode a las nuevas generadores. Cabe mencionar que dentro de la legislación en particular no se especifica detalles relativos a que tecnología y fuente de energía en particular se exigiría. Esto da cabida a interrogantes respecto a si se espera que todas las fuentes entren a competir en igualdad de condiciones de tiempo en largo plazo.

Debido a que la ley exige ciertos niveles de cumplimiento por año es esencial que ella especifique un mecanismo por el cual se puede asegurar que estos se sigan a cabalidad. En el caso de la ley en cuestión se establece un sistema de licitaciones de características

particulares. Esta establece que solo se harán las licitaciones en la medida de que los proyectos contemporáneos al momento de evaluación tanto como los que se encuentren en desarrollo fuesen insuficientes para cumplir con la obligación del periodo. En lo referente al precio que se debe ofrecer en estas licitaciones este se basara en el costo medio de la tecnología con un incremento máximo del 10%. Se exige por lo demás que este precio se asegure por diez años.

Otras salvedades incluyen las obligaciones de venta y sistemas de incentivo para cerciorar que los productores estabilicen sus costos de operación. En cuanto a lo primero se establece que los generadores deben vender la totalidad de su producción efectiva. Sin embargo no se les exigirá una fecha de entrega efectiva. En cuanto a la estabilidad se podrá percibir una diferencia de hasta unas 0.4 UTM/MWh para los que logren que su precio adjudicado sea menor al costo marginal del punto de inyección al efectuar retiros destinados a sus clientes. En el caso contraría se le castigará la diferencia hasta el mismo valor.

El fondo de la ley al igual que toda medida de su misma naturaleza es impulsar energías limpias que no solo lograrán una mayor oferta energética si no que lo harán sin causar el gran impacto ambiental de las generadoras tradicionales. Sin embargo el cuestionamiento del impacto económico despierta puntos donde existe duda. Un ejemplo de esto sería el efecto sobre los precios en las licitaciones de distribución. Se estima que estos aumentarían para poder ajustarse a lo exigido por la norma debido a la incorporación de la elevación de costos que esta implicaría. Dado que esto excedería el costo máximo que se espera actualmente el nivel de incertidumbre podría causar que no haya quienes se presenten a la licitación.

Otro problema a considerar será que la ampliación de estas medidas puede forzar un uso reducido de plantas ya construidas que funcionaban eficientemente. Este fenómeno se apreciaría debido a la intermitencia de las plantas tales como la eólica, la cual forzaría la variación diaria de plantas térmicas. Las horas utilizadas de forma extendida a su nivel mínimo admisible de un punto de vista técnica significaría menor cantidad de energía por un monto invertido que no varía. De esta manera se afectaría también el precio que

perciben los consumidores. Es de imaginarse que el calce con la demanda será un gran problema si han de integrarse más ERNC a la red actual.

Sumando a la lista de dificultades económicas, existen preocupaciones técnicas que no deben ser pasadas por alto. Generalmente las ERNC no tienen la respuesta dinámica de los generadores convencionales y es por esto que poco o nada pueden aportar a aspectos complementarios como la regulación de frecuencia. Similar a lo explicado en el punto anterior, si es que consideramos que durante el día habrá una menor aportación de parte de los generadores usuales, se tendrá un mayor riesgo de problemas dados por la baja capacidad del sistema a reaccionar. Problemas de esta índole pueden incluir "blackouts" completos tanto como desperfectos menos obvios pero que pueden afectar gravemente el funcionamiento de maquinaría y electrodomésticos.

Finalmente es un tema no menor la necesidad elevada de transmisión para lograr acceso a la red. Este punto tiene que ver no solo con el acceso a los lugares donde se encuentren las fuentes en cuestión (considerando casos especialmente problemáticos como lo son las geotérmicas) si no la cantidad y volumen de líneas que un aumento previamente fijado de la matriz energética implica.

Si bien existe un marco legal que regulariza esta nueva necesidad, aún existen falencias en la legislación, la cual no hace que esta Ley sea del todo exitosa. Primero, conviene ver el objetivo de la Ley, la cual es otorgar a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho de generar su propia energía eléctrica, auto consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras. El funcionamiento se explica de forma gráfica en la figura 17, donde básicamente la energía recopilada del sol es transformada en corriente alterna, gracias al inversor, para poder utilizarla en el consumo del hogar. Luego, la energía que no se utiliza se inyecta a la línea de distribución.

Los costos asociados a la implementación de esta ley, por parte del usuario, va desde la adquisición de los paneles solares, los cuales deben estar certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), la contratación de un especialista para realizar la conexión, además de la documentación necesaria para solicitar dicha conexión.

Otro aspecto importante es la valoración de la energía inyectada a la red, la cual se descontará de la cuenta de suministro eléctrico. Los remanentes se descuentan de las próximas boletas y los que no hayan podido ser descontados son pagados al clientes por la empresa distribuidora. Respecto a esto, y en particular a las tarifas residenciales (BT1), el precio de la energía inyectada es menor al precio de venta de la energía, lo que no hace muy conveniente aplicar esta Ley para el caso residencial, no así para otros tramos tarifarios donde el precio de venta y de compra es el mismo.

Figura 17: Ilustración Ley 20.257.

Fuente: Ministerio de Energía

5.4 Objetivos de los Instrumentos de Incentivo

Esta ley, junto con otras posteriores a la promulgación de la Ley 20.257 plantean un desarrollo de las energías renovables obedeciendo a un plan estratégico-económico de largo

plazo para orientar al mercado, persiguiendo en general, algunos de los siguientes objetivos:

- Compensar los costos sociales y medioambientales que infligen las energías convencionales, incentivando a las ERNC para que la competencia económica se desarrolle en igualdad de condiciones, y se promueva un estilo de desarrollo sustentable.
- Diversificar las fuentes de la matriz energética para mejorar la seguridad de abastecimiento.
- Disminuir la dependencia de importaciones de energía.
- Obtener estabilidad en el precio de la electricidad independizándolo de la volatilidad de los combustibles.
- Otros objetivos políticos y económicos a definir como por ejemplo cumplir de metas del plan energético como estrategia país, aumentar del empleo incorporando nuevos rubros industriales, entre otros.

Finalmente, y luego de analizar el contexto en el que se discutió el proyecto de Ley, se pueden aún realizar algunas críticas fundamentales, motivos por las cuales aún no ha podido generar el impacto que se esperaba, dentro de los cuales se puede destacar que la ley no persigue ninguno de los objetivos señalados en el párrafo anterior. Como en la mayoría de los países serios y con problemas energéticos sí existe una legislación para las energías renovables, en nuestro país la hay, pero no hace que abarque a toda, o la gran mayoría, de la ciudadanía.

Por otro lado, no se hace distinción entre las distintas tecnologías, cada una tiene requerimientos diferentes para impulsar su desarrollo. Con esta ley, dados los costos de inversión y los factores de planta de las diferentes tecnologías, se favorece prioritariamente a la mini-hidráulica. Esto es contrario al objetivo de diversificación. Además es mezquina en el monto de las cuotas que establece. En efecto, una obligación de 5% constante entre los años 2010 y 2014; y luego creciendo 0,5% anual hasta llegar a 10% para el 2024, es mucho menor que lo estimado como factible económicamente en el peor escenario del estudio “Aporte potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia

Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025", presentado en el año 2008 y elaborado por la UTFSM y la Universidad de Chile. Este estudio estima que la generación para el año 2025, económicamente factible mediante ERNC (con las premisas económicas vigentes), para tres escenarios corresponde a un 16,8%, a un 20,8% y a un 28,1% de la demanda esperada de 105.560 GWh. Ciertamente, cambiando el marco regulatorio actual por uno semejante al alemán por ejemplo, esos porcentajes de penetración podrían ser tranquilamente duplicados. Le entrega el control de la generación con renovables a las generadoras convencionales (caso único en el mundo). Son ellas las que deciden si generan con ERNC, si compran energía ERNC, o si pagan la multa. Adicional a esto, se pueden identificar algunas barreras que dificultan el desarrollo de las ERNC, tales como:

- Un desarrollo tecnológico maduro el cual permite reducir los riesgos en la implementación de proyectos energéticos basados en ERNC. En Chile, la adaptación, aplicación y soporte de la tecnología presenta severas debilidades, que frenan y encarecen el desarrollo de estas fuentes, tales como: falta de recursos humanos especializados, débil infraestructura tecnológica, escasa capacidad de manufactura y servicios asociados, falta de capacidad industrial local (cluster de Energía), etc.
- El sistema regulatorio actual no dispone de incentivos adecuados para estimular la inversión en ERNC, las que al ser energías innovadoras tienen un costo de inversión mayor, particularmente al comienzo de su aplicación. En países más avanzados en esta materia (como es el caso de Alemania por ejemplo), la implementación de programas de incentivos ha sido fundamental para la incorporación de ERNC a la red eléctrica, como también para el desarrollo de tecnologías y generación de externalidades positivas.

Este último punto es de suma importancia, más aún si se trata de energía solar fotovoltaica. La principal dificultad está en el costo de inversión y en la ausencia de incentivos económicos, del tipo subsidios o tributarios, los que permitan hacer más accesible esta tecnología como sucede en el caso de Alemania o EEUU. Además, claro

está, otra dificultad está en la poca educación hacia la ciudadanía, se les debe informar de los beneficios asociados y hacerla partícipe en el crecimiento y desarrollo de las energías renovables, tal como se pudo apreciar en el capítulo anterior (OCE, 2016).

Finalmente, como se ha indicado a lo largo de esta investigación, los principales factores a mejorar son:

- Falta de financiamiento, quienes actualmente poseen una tasas de un 20% en promedio, siendo los bancos las entidades financieras que otorgan los créditos a unas tasas muy elevadas y poco atractivas para la inversión.
- Política pública que apunta más hacia las grandes instalaciones, dejando casi de lado el nivel residencial.
- Una ley de generación distribuida que permite el autoconsumo pero no lo incentiva, faltando mayor información y educación a la ciudadanía, aun cuando en la actualidad la difusión de eficiencia energética ha aumentado en los medios de comunicación y redes sociales, pero en relación al concepto de net metering no.
- Una percepción del consumidor desalineada con la realidad y con falta de información, lo que hace más difícil la venta para las empresas de paneles fotovoltaicos.
- Proceso de conexión que es engorroso y lento y un rechazo generalizado hacia los subsidios en general. En relación a esto, los tiempos de postulación han disminuidos, pero los costos asociados y el tiempo que aún se requiere hace que no sea tan expedito y fácil para el consumidor.

Hasta el momento se ha analizado otras realidades, además de la actual Ley, de la cual se han identificado algunas debilidades. Ahora, una vez analizado los casos de éxitos, paso siguiente, corresponde proponer mejoras aplicables a la realidad Chilena y para así poder masificar el autoconsumo energético en Chile con un enfoque particular en el autoconsumo residencial.

CAPÍTULO VI: PROPUESTAS DE MEJORA

6.1 Lecciones aprendidas de los casos propuestos

Como es bien conocido la generación de electricidad por fuentes de energía renovables, exige de grandes inversiones y los rendimientos energéticos de dichas instalaciones, son más bajos que los obtenidos en plantas de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, lo que conlleva a que los costos de generación a partir de energías renovables, son por tanto más altos.

Es esta la razón, por la que los países en los que el desarrollo de las energías renovables ha sido más importante, como algunos ejemplos que se han mencionado anteriormente (Alemania y EEUU entre otros), cuentan con un sistema de incentivos vía tarifas de generación de electricidad que ha permitido crear una actividad energética, a partir de fuentes de energías renovables, con importantes contribuciones a su demanda eléctrica y energética en general.

Por otro lado, en relación a las instalaciones, los esquemas de retribución sencillos y estables en el tiempo favorecen la participación ciudadana en el desarrollo de las energías renovables, tanto mediante la instalación de sistemas de autoconsumo como posibilitando la creación de cooperativas de generación eléctrica, esta idea se ve respaldada por la experiencia de los países analizados. Un ejemplo es el caso alemán donde el paso a un sistema regulatorio más complejo (Feed-in Premium en lugar de Feed-in Tariff o subastas de potencia renovable en lugar de cupos con una retribución fija) parece estar retrayendo la nueva inversión en el sistema eléctrico por parte de ciudadanos y cooperativas.

En el caso español, los detalles de la hipotética legislación que sustituya al R.D. 900/2015 tendrán una influencia crucial sobre la distribución de la propiedad de las nuevas instalaciones de autoconsumo. Resulta imprescindible, además, tomar en consideración que no se está comenzando de una hoja en blanco, sino que la estructura actual del sistema eléctrico español, marcadamente oligopólica, sitúa en una clara posición de ventaja a las multinacionales eléctricas que operan en nuestro país. Así, los detalles de la futura legislación de autoconsumo deberán decidirse considerando como principal objetivo que

nuevos actores como cooperativas, pequeñas y medianas empresas, ciudadanos, ayuntamientos y otros organismos puedan convertirse en auto consumidores propietarios de su instalación. Para ello, se deberá evitar cualquier procedimiento o requisito que obstaculice su participación y los sitúe en clara desventaja frente a las grandes empresas eléctricas. En particular, en cuanto al esquema retributivo de la energía vertida a la red, parece probable que un esquema sencillo, como es el caso del Balance Neto, redunde en un mayor porcentaje de instalaciones en manos de la ciudadanía.

Otra lección, a partir de la experiencia de California, tiene relación con los esquemas de financiamiento privado en este estado (PPA o leasing) en donde participa una empresa. Esta intervención es útil para vencer un obstáculo importante como es la inversión inicial en la instalación de autoconsumo. En el caso de PPA, el usuario se compromete a comprar una cantidad de energía mensualmente a la empresa que instala y es propietaria de la instalación fotovoltaica. En el segundo caso (leasing) el consumidor paga una cantidad periódica independientemente de su consumo. Este tipo de esquemas conllevan, a simple vista, dos aspectos beneficiosos: (1) favorecen el desarrollo del autoconsumo, permitiendo instalaciones en hogares o pequeñas empresas que no pueden o no quieren hacerse cargo de la inversión inicial; (2) aumentan el número de actores en el mercado eléctrico, siempre y cuando las empresas de financiación no sean las propias compañías eléctricas. No obstante, existe riesgo de que se creen macroempresas que acaparen gran parte del negocio de financiación, como se presentó en el caso de California, en cuyo caso el número de nuevos actores no sería muy elevado. Es por esta razón que los mecanismos PPA y leasing no deben ser los únicos que posibiliten instalaciones en hogares o comercios con pocos recursos económicos, y han de coexistir con mecanismos de cofinanciación pública; por ejemplo, créditos blandos o subvenciones.

De nada sirve resolver el problema del acceso a financiación si no se cuenta con modelos simples de instalaciones compartidas, ya que, en gran parte de los caso, la gente que no cuenta con recursos suficientes para realizar la inversión inicial no vive en viviendas unifamiliares. No se conoce en detalle esquemas de autoconsumo que incentiven el desarrollo de instalaciones compartidas en otros países. Uno de los esquemas permitidos en California, que se podría adaptar y aplicar en nuestro país, se basa en realizar instalaciones

fotovoltaicas en multipropiedad. Así, de toda la energía que genera una instalación que es propiedad de varios vecinos, le corresponde a cada vecino la parte proporcional a su porcentaje de propiedad en la instalación. Algo similar a esto es lo que se ha aplicado en la comuna de Vitacura y que se podría aplicar también en otros municipios.

Considerando lo anterior, una de las propuestas para poder masificar el autoconsumo es establecer esquemas que permitan el acceso a estos sistemas de aquellas familias que están en una situación vulnerable y frente a esto hay un mecanismo que se repite en cada caso: subsidio por parte del estado. Además, como se ha mencionado anteriormente, mecanismos de financiación privada como los que existen en EE. UU. (PPA o leasing) deben acompañarse de esquemas que permitan la propiedad compartida de instalaciones para que tengan alguna posibilidad de llegar a hogares con reducida capacidad de ahorro. Pero, además de esto y sin duda, la estrategia más efectiva para permitir el acceso al autoconsumo de hogares en pobreza energética es la cofinanciación pública de las instalaciones. Esta estrategia se está utilizando en Chipre (Programa Energía Solar Para Todos) y en California (Multifamily Affordable Solar Housing).

6.2 Empresas ESCO

Dado que actualmente no existe subsidio por parte del Gobierno para apoyar el autoconsumo, aparecen en el mercado empresas que están dispuestas a apoyar económicamente este proyecto y estas son las empresas ESCOs. Las ESCOs (Energy Service Companies) son empresas de servicios energéticos que diseñan, desarrollan, instalan y financian proyectos de eficiencia energética, cogeneración y aprovechamiento de energías renovables (solar, eólica, etc.) con el objeto de reducir costos operativos y de mantenimiento y mejorar la calidad de servicio del cliente. Estas empresas están orientadas a mejorar la forma en que se utiliza la energía, asumiendo los riesgos técnicos y económicos asociados con el proyecto. Uno de los principales beneficios que tienen estas empresas es la baja inversión inicial de los clientes, aportando los recursos necesarios recuperándose la inversión con los ahorros generados por los proyectos de ahorro de energía.

Este concepto es utilizado por países como EEUU y se ha analizado previamente para el caso de California, en donde gracias a su participación, el uso de energía solar ha aumentado y ha podido estar al alcance del ciudadano común. Para el caso de Chile, debido a que no existe un sistema bancario que permita apoyar financieramente a quienes deseen generar energía eléctrica a partir de este concepto, este tipo de empresa viene a facilitar el acceso al autoconsumo eléctrico y así masificarla a nivel residencial, no tan solo para empresas.

6.3 Propuestas de Políticas Públicas para el desarrollo de las ERNC

Las ERNC constituyen un componente relevante y de alto potencial para diversificación de la matriz energética nacional, contribuyendo a la seguridad y autonomía en el abastecimiento energético. Para desarrollar y aprovechar estos recursos, es recomendable considerarlos como una opción estratégica, que amerita el diseño y aplicación de programas de I+D+i, capacitaciones a los usuarios y adaptaciones tecnológicas, como parte de la política energética nacional.

Ello supone incentivar la capacidad científica y tecnológica del país para mejorar la transferencia y adaptación de tecnologías, a través de antenas, giras tecnológicas, empoderamiento de centros tecnológicos y fortalecimiento de actores proclives al emprendimiento, que lideren las innovaciones y los quiebres tecnológicos. Ello no sólo tendrá impactos en el ámbito de la energía, sino que también en actividades de generación de valor, como el turismo, la agroindustria, la industria forestal, la pesca y la minería.

Adicionalmente, resulta indispensable fomentar y emprender iniciativas de difusión y promoción de las posibilidades y limitaciones de las ERNC; desarrollar estudios más segmentados y específicos para mejorar la precisión de las estimaciones; e identificar oportunidades para la formulación de carteras de proyectos.

En este escenario, y según la información presentada en conjunto por la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María en el 2008, ellos presentan una serie de recomendaciones que va en beneficio del uso de este tipo de energías:

- Parece necesaria la creación de una Agencia nacional de energías renovables no convencionales, con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros que permita fortalecer y dinamizar el desarrollo de esta opción en la institucionalidad pública.
- Se debe desarrollar catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos con el fin de generar información.
- Establecimiento de un sistema de administración geográfica computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.
- Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.
- Generación de infraestructura para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.
- Formación de capital humano avanzado en ciencia, tecnología y emprendimientos energéticos, para enfrentar los múltiples desafíos en forma eficiente, contribuyendo a la planificación y desarrollo efectivo de un "cluster" de energía y recursos naturales. Convocatoria a distintos actores para el desarrollo de actividades conjuntas de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) en tecnologías de la energía.
- Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el empleo de las ERNC.

Por otro lado, conviene señalar que una política de Eficiencia Energética integra un conjunto de normativas e incentivos de distinto tipo, cuya eficacia no se puede evaluar en forma individual, sino sistémica, teniendo en cuenta su complementariedad. A grandes rasgos, la experiencia internacional en estas políticas públicas incluye, entre otras medidas: programas de capacitación y difusión, mecanismos de financiamiento de los estudios de pre-inversión y de las inversiones, subsidios, acuerdos voluntarios, etiquetado, y normas mínimas para artefactos domésticos y maquinaria.

Además de las medidas mencionadas con anterioridad, se presenta un desafío institucional para mejorar la eficiencia con que Chile utiliza la energía, el cual implica la

creación de un Centro o Agencia de Eficiencia Energética o cuerpo autorizado por el Estado, dependiente del Ministerio de Energía, pero con autonomía operativa y suficientes recursos técnicos, administrativos y financieros para enfrentar los desafíos que impone la satisfacción sustentable de los requerimientos energéticos del país. Su autonomía operativa, y eventualmente presupuestaria, debe ser contrabalanceada con su obligación de responder por el logro de las metas fijadas y el uso adecuado de los recursos.

6.4 Objetivos Regulatorios

Las metas u objetivos de ER (en adelante RETs´ por su sigla en inglés "Renewable Energy Targets") consisten en requerir una cierta cantidad o proporción de electricidad generada usando tecnologías renovables sobre un período de tiempo dado. Actualmente Chile tiene un plan en el cual un porcentaje de la energía producida debe proceder de ERNC al año 2020. La idea es que estos porcentajes vayan aumentándose paulatinamente para alcanzar el objetivo al período dado.

Generalmente, el RET se basa en energía producida (kilowatts-hora) y no en capacidad instalada (kilowatts). De esta forma, los beneficios que reportan las ER, sobre todo medioambientales, ocurren cuando el generador efectivamente produce electricidad y reemplaza aquella fuente que no es renovable. Por otro lado, al recompensar la generación se provee un incentivo al dueño para mantener su instalación a los niveles más altos de productividad. Finalmente se reducen los costos totales de generación de ER y se promociona el avance tecnológico (Martínez V., 2017).

En relación a lo anterior, existe un concepto, el cual es instrumentos políticos, que son mecanismos (regulatorios o financieros) en donde el Estado implementa para facilitar el posicionamiento de las ER en el mercado eléctrico frente a las energías convencionales.

En la actualidad se puede encontrar una gran diversidad de estos instrumentos utilizados en sistemas internacionales, los cuales deben proyectarse como el más efectivo en relación a los objetivos de la política pública nacional en particular; pero en general, apuntan al levantamiento de barreras de entradas de las ER (World Resources Institute, 2013).

La idea es que estos incentivos vayan disminuyendo en el tiempo, esto a medida que se

reduce la brecha de costos de las tecnologías renovables con aquellas que compiten en el mercado respectivo hasta no ser necesarios.

Si bien existen incentivos a nivel empresarial, no los existen a nivel domiciliario. Se propone generar un subsidio a la producción el cual consiste en el pago de un subsidio a aquel micro -generadores por cada unidad de electricidad que éstos suministran a la red. Sería conveniente que se generen las modificaciones correspondientes a nivel legislativo con el fin de incluir rebajar tributarias a aquellos ciudadanos que estén suscritos al net metering y así incentivar su uso.

6.5 Recomendaciones Financieras

Por otro lado, y como ya se ha presentado anteriormente, el problema acá está relacionado con el concepto de Payback. Según una publicación hecha en Julio del 2016 en una revista energética de Chile (Electricidad, 2016), la Asociación Chilena de Energía Solar (Acesol) encargó un estudio a la Universidad de Michigan, sobre la situación de la energía fotovoltaica a nivel de consumidor final en Chile, indicó que en las condiciones actuales del mercado, el payback en nuestro país es de 9 años. El informe concluyó que la energía solar residencial no es lo suficientemente atractiva económicamente para su masificación y asegura que el retorno máximo debería ser de cinco años. Una de las medidas para disminuir este plazo está relacionada con la inversión inicial (suponiendo que los flujos de retorno son constantes durante todo el tiempo).

Desde el punto de vista financiero, en la actualidad existen algunas opciones que permiten ayudar en este punto como lo son algunos instrumentos de incentivo CORFO. Paralelamente, la Agencia de Desarrollo Productivo (CORFO), en conjunto con la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha creado diversos instrumentos de fomento para apoyar la inversión privada al desarrollo del sector de las ERNC. Ellos buscan abordar todas las etapas de desarrollo de los proyectos ERNC (Dufey et al., 2010). Entre los instrumentos más importantes se destacan:

- ✓ **Programa de Preinversión para estudios a nivel preliminar en Energías Renovables no Convencionales.** El programa busca apoyar a proyectos para la

generación de energía con montos superiores a los US$ 400.000 a partir de fuentes renovables, que sean elegibles de acuerdo al Protocolo de Kyoto, subsidiando estudios de Pre-Inversión o asesorías especializadas (estudios de ingeniería incluyendo aquellos que permiten postular a los bonos de carbono). El monto del subsidio es de hasta un 50% del costo total del estudio o consultoría con un tope de US$ 60.000 y siempre que no supere el 2% del valor estimado de la inversión total del proyecto.

- ✓ **Programa de pre inversión para estudios a nivel avanzado en ERNC**. El instrumento, con fondos del Banco KfW de Alemania y la CNE, cofinancia parte de los costos de ingenierías básica y de detalle, estudios de conexiones eléctricas y de evaluaciones y/o declaraciones de impacto ambiental. El subsidio cubre hasta el 50% del costo total de estudio o consultoría con un máximo del 5% de la inversión total estimada, y siempre que no exceda los US$ 160.000 por proyecto evaluado. El instrumento aplica para proyectos que ya se han sometido a los procesos preliminares de la fase de pre inversión.

- ✓ **Créditos Blandos a la inversión en energías renovables**. Créditos Blandos a la inversión en energías renovables. Programa CORFO lanzado a fines de 2008 cofinanciado con el Banco KfW de Alemania. El crédito fue diseñado para el refinanciamiento de créditos de largo plazo y operaciones de leasing de inversiones que contribuyan a mejorar el medio ambiente. Los préstamos bajo este esquema operan a tasas fijas en dólares o moneda local, con plazos entre 3 y 12 años, que incluyen períodos de gracia para el capital de hasta 30 meses. Los préstamos pueden alcanzar hasta US$10.000 por proyecto, además de operar a tasas fijas en dólares o moneda local, con plazos entre 3 y 12 años, que incluyen períodos de gracia para el capital de hasta 30 meses. Los préstamos pueden alcanzar un máximo de US$ 5 millones por proyecto. También existe una línea de financiamiento para energías renovables y eficiencia energética por un monto máximo de US$ 15 millones, con un período de pago de 13 años y un período de gracia de 36 meses. Un proyecto puede postular a ambos instrumentos por lo que puede acceder a un monto total de financiamiento de US$ 20 millones (Electricidad, 2015).

En cuanto a los créditos especiales para proyectos ERNC (créditos a tasa y plazos preferentes), constituyen un pilar fundamental en la disponibilidad de crédito por parte del sector financiero, en un contexto donde la banca simplemente no estaba dando financiamiento a proyectos ERNC en Chile. En efecto, la falta de financiamiento se identifica como un gran cuello de botella considerando que la gran mayoría los pequeños desarrolladores de proyectos busca financiamiento a través de deuda, poniendo así de manifiesto la necesidad de generar nuevos instrumentos y capacidades para financiar el sector. Por lo tanto, la disponibilidad de estos créditos blandos se considera un gran avance en ese sentido. No obstante su despliegue es aún restringido debido a que si bien se registran 5 bancos que han pedido solicitud para operar los créditos (BICE, Santander, Security, Itaú y Banco de Chile) sólo el BICE registra operaciones. En cuanto a los spread, al último trimestre de 2009, si bien las tasas de interés "costo de fondo" aplicadas por CORFO a la banca privada variaba entre 1,8 y 2,1%48 dependiendo del plazo del préstamo, el spread cobrado por el banco era del orden de 2% (Dufey et al., 2010). A pesar de esto, relevando la importancia que significa la existencia de estos créditos blandos a las ERNC, se identifican problemas estructurales mermando la disponibilidad del financiamiento a las ERNC a nivel general. En particular, la falta de interés y conocimiento por parte del sector financiero de las distintas tecnologías ERNC se traduce en una escasez de instrumentos de financiamiento, y para los existentes (como los créditos blandos) se realizan a través del cobro de altos spreads y la exigencia de garantías extra-proyecto a los desarrolladores (Dufey et al., 2010).

- ✓ **Subsidios específicos a proyectos solares**. Estos instrumentos buscan abordar problemas específicos a determinadas tecnologías ERNC como por ejemplo subsidios directos a la inversión energía solar dado su alto costo de inversión. El subsidio a la inversión en energía solar involucra a 2 proyectos puntuales y a muy baja escala y en distintas tecnologías de tipo solar: una planta solar fotovoltaica de 0.5 MW y otra de concentración solar de 10 MW, con el objeto de complementar el sistema eléctrico de Atacama y de vender al SING o SIC, respectivamente. En ese sentido el valor de este instrumento es puntual al apoyo de estos 2 proyectos de

demostración en el país y no de forma masiva. Sin embargo se destaca que dentro de las bases de la licitación para adjudicarse el instrumento se incluyen requisitos de desempeño adicionales en términos que los proyectos deben estar vinculados a iniciativas complementarias de desarrollo profesional o tecnológico local lo cual es positivo buscando expandir el impacto del instrumento. Sin embargo, dados los altos montos de inversión involucrados en este tipo de proyectos y la necesidad de hacer economías de escala, es probable que un desarrollo más significativo de la tecnología requiera de otro tipo de instrumentos complementarios para disminuir su riesgo económico. Como por ejemplo lograr tener este tipo de subsidio, pero a nivel menor, es decir, que sea apto para poder financiar la instalación de paneles solares a nivel residencial y así permitir el autoconsumo eléctrico.

Con todo, existe consenso que los instrumentos de incentivo son un avance importante para la promoción de las ERNC en el país. Los cambios regulatorios, a través de asegurar conexión a la red y eximir de pago de peajes y, crucialmente, la creación de una demanda forzada, han permitido la incorporación de las ERNC en la matriz eléctrica chilena. Los instrumentos de incentivo fiscal, han facilitado el financiamiento a la pre-inversión de proyectos ERNC así como acceso al financiamiento de los proyectos mismos, en un contexto donde la banca nacional simplemente no lo estaba haciendo, por lo cual constituyen un paso importante.

Por otro lado, existe la inquietud de que estos esfuerzos están orientados a hoy tecnologías ya maduras y son probablemente insuficientes para lograr que muchos proyectos, especialmente aquellas en base a tecnologías con mayores niveles de inversión, bajos costos de operación y variabilidad en la generación como son los proyectos eólicos y solares, logren la estabilidad económica de largo plazo que necesitan para materializar contratos y conseguir financiamiento en base a sus flujos de caja. Todo lo anterior refuerza la importancia de buscar instrumentos regulatorios, de incentivo y financieros adicionales para promover el desarrollo del sector. Asimismo, surge la necesidad de realizar avances en la plena identificación de todos los atributos no sólo económicos sino también ambientales

y sociales asociados a las distintas tecnologías de generación de forma de ir incluyéndolos plenamente en los cálculos de costos y precios enfrentados por el sector.

Finalmente, la Tabla 3 resume los principales instrumentos regulatorios y de incentivo, según sus características, fortalezas y temas a abordar.

Tabla 3: Resumen incentivos económicos.

Instrumento	Características principales	Fortalezas	Debilidades
Subsidios pre-inversión	Co-financiamiento a estudios de pre-inversión (50% costo del estudio, tope de US$ 60.000) e inversión más avanzada (50% costo estudio, tope de US$ 160.000)	Buen complemento para el desarrollo de tecnologías ERNC Surge como el primer paso al desarrollo mercado ERNC	Requiere de instrumentos complementarios
Créditos Blandos	Hasta US$ 13.5 millones, con un período de pago de 13 años y un período de gracia de 36 meses	Posibilita financiamiento a proyectos ERNC	Cobro de altos spreads por la banca privada Requiere instrumentos de financiamiento alternativos/complementarios (eg, garantías)
Subsidio energía solar	Subsidios de hasta US$ 15 millones totales para una planta solar fotovoltaica de 0.5 MW y otra de concentración solar de 10 MW.	Estimulo puntual a 2 proyectos demostrativos	Desarrollo masivo de la tecnología solar requiere de instrumentos adicionales (ej. precios garantizados)

Fuente: Elaboración propia.

Además de lo planteado anteriormente, un punto importante que no puede quedar fuera es las políticas de apoyo se deben acompañar de políticas complementarias. Es decir, más allá del tipo de instrumentos elegidos para promover las energías renovables, éstos deben ser acompañados por políticas complementarias de educación, certificación y seguimiento. En efecto, las recomendaciones del National Renewable Energy Laboratory (NREL) para programas de desarrollo de energías renovables efectivos, a partir de la experiencia en Estados Unidos, destaca la necesidad de educar al público sobre las tecnologías ERNC y los programas de incentivo disponibles, la necesidad de que los incentivos sean

decrecientes en el tiempo, formas de implementación fáciles y concisas, mecanismos de certificación de calidad, y hacer seguimiento detallado de los distintos programas a través de estudios de efectividad (Wisner et al, 1998).

De lo planteado anteriormente, se deduce que existe una diversidad de acciones que se podrían emprender en Chile. Si bien el país ha dado sus primeros pasos en el desarrollo del sector, la experiencia internacional indica que se requieren de esfuerzos aún más significativos en términos de instrumentos de política para un desarrollo exitoso del sector. Dentro del mix de instrumentos a implementar de requiere identificar marcos que provean incentivos y estabilidad económica en el largo plazo para un desarrollo exitoso del sector. En particular, los precios garantizados o feed-in tariffs surgen como el instrumento más efectivo y eficiente en promover el sector. Lo anterior, no obstante, se plantea como desafiante considerando que el mercado eléctrico chileno ha sido tradicionalmente liberal en sus políticas por lo que posee una visión negativa respecto de una mayor intervención de mercado para apoyar a las ERNC (Steinacker M., 2007), por lo que se hará necesario abrir espacios de discusión informada sobre las bondades y costos de implementar este tipo de instrumentos u otros marcos alternativos que otorguen la estabilidad de largo plazo requerida. Asimismo, la eliminación de políticas distorsionantes como son los subsidios a los combustibles fósiles (por ejemplo, revisar en estos términos la continuidad del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo existente en Chile o el subsidios al diésel). Finalmente la implementación de políticas en torno a capturar beneficios de desarrollo tecnológico y empleo de calidad y fortalecimiento de capacidades en la formulación e implementación de políticas para promover el sector así como desarrollo de políticas complementarias de educación, certificación y seguimiento también surgen como importantes.

Como se ha planteado anteriormente, la escasez de financiamiento para proyectos ERNC es uno de los grandes cuellos de botella detectados para el desarrollo de las ERNC en Chile. En general, la valoración del riesgo de los proyectos ERNC en Chile se hace en función de las garantías extra proyecto y a la relación deuda capital de la inversión. Ello junto a una falta de interés del sector debido a, por ejemplo, la baja escala de la mayoría de los proyectos ERNC en relación a uno de energía convencional, y desconocimiento de las tecnologías ERNC mismas, hacen que la disponibilidad de financiamiento a partir de la

banca privada sea prácticamente inexistente (Dufey et al., 2010). Como lo plantea la REEEP (Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership) resalta, el financiamiento de proyectos ERNC requiere el desarrollo de un sector financiero con habilidades especiales donde un factor clave de éxito es un apetito por un tipo de riesgo específico (capital de largo plazo), característica ausente en la gran mayoría de las economías emergentes, y que por lo tanto se debe proporcionar los instrumentos y condiciones adecuadas para que este desarrolle (REEEP, 2008).

Si bien los créditos blandos a las ERNC y el instrumento de garantía CORFO en el contexto chileno apuntan en parte a abordar este grave problema, estas acciones necesitan ser reforzadas. En ese sentido, se identifican acciones en al menos 2 niveles: la identificación y desarrollo de nuevos instrumentos financieros para los proyectos ERNC y el fortalecimiento de capacidades en el sector financiero nacional, los cuales se abordan a continuación.

6.5.1 Desarrollo de nuevos instrumentos financieros.

En un primer nivel, se identifica la falta de instrumentos para el financiamiento de proyectos ERNC como un desafío crucial que se debe abordar. Hasta hoy sólo se identifican los créditos y garantías CORFO. A continuación se identifican instrumentos alternativos.

6.5.1.1 Project Finance. Este es un instrumento que ha sido tradicionalmente utilizado para el financiamiento de los proyectos de alto riesgo como son los de energía y minería dado que se adapta a las características de riesgo de estos proyectos. Este instrumento está siendo crecientemente utilizado para el financiamiento de proyectos de energías renovables en varias partes del mundo. La característica central de este instrumento es que el riesgo para los inversionistas queda limitado al proyecto mismo y la recuperación de la deuda está directamente vinculada a los ingresos generados por el proyecto, siendo la deuda con el banco preferente y por lo tanto pagado con los primeros ingresos generados por el proyecto. En general el SPV se combina con aportes de capital de los socios. En forma complementaria, en el caso de países en desarrollo, considerando que por lo general se trata de proyectos riesgosos, también se exige la participación de un organismo financiero multilateral para facilitar fondos en conjunto con la banca privada y/o la participación de una entidad gubernamental para proveer las garantías (Chatham, 2009).

6.5.1.2 Capital de riesgo. El capital de riesgo es también un instrumento utilizado en forma importante para el financiamiento de proyectos ERNC en el mundo. Sin embargo, en el caso de países emergentes y en desarrollo como Chile, probablemente, no es una opción inmediata para financiamiento de proyectos locales dado que por el tamaño de sus economías y de sus mercados de capitales no del todo maduros, enfrentan restricciones de liquidez. En ese sentido, lo que se recomienda en una fuerte presencia gubernamental como acción mitigadora para apoyar la fluidez del mercado (Dufey et al., 2010).

6.5.1.3 Fondos de Pensiones. Otro instrumento destacado son los fondos de pensiones como una gran fuente potencial de nuevos fondos para proyectos ERNC. Sin embargo, ellos se ven como una oportunidad en el largo plazo ya que estos fondos requieren de niveles de inversión de gran envergadura en un contexto en que hoy en día las opciones de proyectos ERNC bien diversificados y de bajo riesgo son muy escasas, especialmente en el contexto de un mercado incipiente como es el chileno. En ese sentido, la recomendación es que el mercado de las energías renovables siga creciendo y madurando para ofrecer proyectos ERNC a la escala y riesgo adecuado para estos inversionistas institucionales (Dufey et al., 2010).

6.5.2 Fortalecimiento de Capacidades en el Sector Financiero

En otro nivel, se requiere urgentemente educar el sistema financiero respecto del riesgo y retorno de este nuevo mercado y en particular de las distintas tecnologías ERNC. La educación del sistema financiero sobre proyectos ERNC surge como una condición necesaria para formar especialistas que sean capaces de realizar una adecuada evaluación de riesgo de este tipo de proyectos. Si bien existe hoy una disposición primaria de la banca privada en Chile a capacitarse en las tecnologías ERNC, el alto nivel de conocimiento específico involucrado para evaluarlos (conocimiento de tecnologías nuevas, regulación eléctrica, ambiental, etc.), significa que de momento ello estaría reservado sólo para los grandes bancos que pueden destinar los recursos necesarios para ello (Dufey et al., 2010). Un adecuado fortalecimiento de capacidades en el sector financiero requiere incluir acciones en áreas tales como:

6.5.2.1 Fortalecimiento de capacidades en evaluación de riesgo de proyectos ERNC. Se requeriría que CORFO, en conjunto con organismos internacionales expertos, promuevan el desarrollo de programas para fortalecer capacidades para incrementar el conocimiento y habilidades en el sistema financiero nacional para entender y evaluar correctamente los riesgos y oportunidades de los distintos proyectos ERNC en Chile y así ayudar a sobrellevar barreras asociadas con el financiamiento. Ello es importante considerando que cada tecnología ERNC posee una evaluación de riesgo única (por ejemplo, en biomasa un factor crítico es el abastecimiento de materia prima (combustible), tema que no lo es en el caso de la energía solar; mientras que en el caso del recurso eólico un tema crítico es su variabilidad, en la tecnología geotérmica se espera que sea continuo). Un ejemplo a mirar en ese sentido sería el proyecto llevado a cabo por la Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI) de la United Nations Environmental Programme (UNEP) que desarrolla un programa de fortalecimiento de capacidades "Capacity Building for Banks - Financing Sustainable Energy" para mejorar el conocimiento y habilidades de los profesionales del sector financiero privado en países en desarrollo para ayudarles a entender y evaluar riesgos y oportunidades, así como sobrepasar barreras de percepción asociadas con el financiamiento de tecnologías renovables (SEFI, s.f.).

6.5.2.2 Capacitación sobre las experiencias, ventajas y desventajas asociadas a distintos modelos de financiamiento exitosos a las ERNC. CORFO, en conjunto con organismos/agencias multilaterales de financiamiento, podría llevar a cabo una revisión sobre las experiencias, ventajas y desventajas asociadas a distintos modelos de financiamiento exitosos a las ERNC en el mundo con el fin de identificar factores críticos a ser abordados para ser replicados en el contexto chileno (Dufey et al., 2010).

6.5.2.3 Capacitación en los distintos tipos de instrumentos de financiamiento para las ERNC. CORFO, en asociación con organismos internacionales especializados, podrían promover el desarrollo de programas de capacitación para el sistema financiero nacional sobre los diversos instrumentos disponibles y enfoques para el financiamiento de proyectos en base a tecnologías ERNC. Nuevamente surge como un ejemplo a mirar un proyecto llevado a cabo por la Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI) de la United Nations Environmental Programme (UNEP) "Assessment of Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects" que examina diversos instrumentos y enfoques existentes al la gestión de riesgo financiero en las tecnologías renovables y sugiere formas de nuevos instrumentos que podrían ser desarrollados en asociación con instituciones financieras del sector público y privado (SEFI, s.f.).

Con todo se requieren avances tanto en la identificación y articulación de nuevos instrumentos de financiamiento que se podría adoptar en Chile así como en el fortalecimiento de capacidades al interior de los organismos financieros mismos. Para ello, el apoyo de entidades internacionales más experimentadas y se encuentran avanzados en el tema de autoconsumo energético, es por eso que es conveniente tomar dichas experiencias y aterrizarlas a la realidad Chilena, con el fin de poder hacer masiva y exitosa el Net Metering en nuestro país.

6.6 Otros Incentivos

Teniendo en cuenta el escenario actual, el sector socioeconómico que tienen mayor posibilidad de implementar paneles solares son el ABC1 y una parte del C2. Pero el fin es que se masifique a todos los sectores. Sin una política que permita acceso financiero o incentivos económicos como rebajas tributarias por ejemplo o subsidios por generación de energía limpia inyectada a la red, la ley de net metering no tendrá el éxito que se esperaba que tuviese al momento de su lanzamiento. Por lo mismo, y teniendo presente que en el corto plazo esto no podrá ser posible, existen otras opciones a las cuales se puede acudir

sin que el usuario tenga que realizar una inversión elevada para instalar el sistema por completo, sino más bien es a nivel de comunidad.

Esta alternativa puede ser la solución para aquellas comunas más humildes, quienes serán beneficiadas con una rebaja en las cuentas de luz, además de estas aportando con el cuidado del medio ambiente lo que genera una muy buena imagen pública. Este programa impulsado por el Ministerio de Energía se llama “Comuna Energética” y busca aportar al modelo de desarrollo energético de Chile dándole más énfasis a los proyectos levantados desde la comunidad, explotando el potencial de eficiencia energética y de energías renovables en cada comuna y concientizando a la ciudadanía en cuanto al tema energético en general y hacia un comportamiento de consumo responsable y participativo.

En la actualidad existen comunas que se han ganado este proyecto como es el caso de Vitacura, expuesto anteriormente. Así, lo que se busca es invitar a otras comunas a que ingresen en este programa para generar su propia energía eléctrica y poder utilizarla en la comunidad beneficiándose no solo ellos, sino también a sus residentes.

CONCLUSIONES

El concepto de eficiencia energética se ha incrementado en el último tiempo a tal modo que el Ministerio de Energía está promoviendo el uso de energías renovables tanto a nivel industrial como residencial. Si bien el primero ya ha logrado importantes incrementos, el segundo no ha tenido la reacción que se esperaba, y el principal motivo está en el elevado costo de inversión inicial que se debe realizar y el largo periodo de retorno de la inversión. Fundamentalmente esto sucede por los esquemas financieros que existen actualmente, no habiendo un aporte por parte del Estado para subsidiar la inversión y sólo existiendo créditos bancarios con una alta tasa de interés, lo cual hace poco atractiva la inversión.

Este tema no es nuevo en el mundo y hay países que llevan la delantera en materia energética. Un ejemplo es el caso alemán donde el paso a un sistema regulatorio más complejo (Feed-in Premium en lugar de Feed-in Tariff o subastas de potencia renovable en lugar de cupos con una retribución fija) parece estar retrayendo la nueva inversión en el sistema eléctrico por parte de ciudadanos y cooperativas. Aquí, los esquemas de retribución sencillos y estables en el tiempo favorecen la participación ciudadana en el desarrollo de las renovables, tanto mediante la instalación de sistemas de autoconsumo como posibilitando la creación de cooperativas de generación eléctrica. Esta idea, que resulta bastante intuitiva, se ve respaldada por la experiencia de los países analizados.

Otro ejemplo se puede extraer a partir de la experiencia de California, donde los esquemas de financiación privada existentes en este estado (PPA o leasing), en los que participa una empresa, resultan útiles para vencer el obstáculo que significa la inversión inicial en una instalación de autoconsumo. En pocas palabras, se logra el financiamiento de la inversión inicial a través de un privado, esto permite generar ahorros para el consumidor a través de economías de escala.

En base a esta información, y más acorde a la realidad Chilena, lo conveniente para poder masificar el autoconsumo energético es potenciar la participación de las empresas ESCO quienes pueden ser una ayuda respecto a la inversión inicial del sistema fotovoltaico. Por otro lado, otra solución puede ser las instalaciones compartidas, siendo un gran aporte para aquellas personas que no cuentan con recursos suficientes para realizar la inversión inicial, realizándose instalaciones fotovoltaicas en multipropiedad. Así, de toda la energía

que genera una instalación que es propiedad de varios vecinos, le corresponde a cada vecino la parte proporcional a su porcentaje de propiedad en la instalación. Un ejemplo más concreto de esto es el proyecto Techo 30+ desarrollado en la comuna de Vitacura.

Finalmente, lo anterior se puede replicar en otras comunas del país, pero principalmente en aquellas que no tienen los recursos para realizar la instalación de los equipos por si solos. Claramente más iniciativas de este estilo, sumado con incentivos por parte del Estado en cuando a modificaciones de leyes y mayor accesibilidad a financiamiento de proyectos de este estilo, harán que se cumpla el objetivo de la Ley promulgada el 2012, lograr masificar que los hogares residenciales generen su propia energía eléctrica a través de energía solar, y el excedente inyectarla a la red: Net Metering.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias F., (1999). El Proyecto de Investigación. *Editorial Episteme*, 19-25.
- Asociación Chilena de Energías Renovables (Acera, 2017). *Actualidad*. Recuperado de: http://www.acera.cl/sala-de-prensa/page/5/?tab=4
- Brown, M., & Sovacool, B. (2011). *Climate change and global energy security: technology and policy options*: MIT Press.
- Cagliani C. (2012). *¿Qué es el Feed-in Tariff?*. Recuperado de: http://www.sustentator.com/blog-es/2012/08/que-es-la-feed-in-tariff/.
- California Public Utilities Comission, (sf). *Net Energy Metering (NEM).* Recuperado de: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800
- California Public Utilities Comission, (sf). *Net Energy Metering Rulemaking (R.) 14-07-002*. Recuperado de: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934
- Calzada P., (2016). *El Mercado de la energía solar en Australia*. Recuperado de: http://www.spain-australia.org/files/documentos/76_DOC2016681950.pdf
- Chile Renovables (2014). *Planta de Concentración Solar en la segunda región marcha hecho escencial para el desarrollo de la energía solar en Chile*. Recuperado de: http://www.chilerenovables.cl/planta-de-concentracion-solar-en-la-segunda-region-marca-hecho-esencial-para-el-desarrollo-de-la-energia-solar-en-chile/
- Chatham House, NEF, SEFI (2009). Private Financing of Renewable Energy – a guide for policy makers, Chatham House, New Energy Finance Sustainable Energy Finance Initiative of the United Nations Environmental Programme (UNEP)
- Comisión Nacional de Energia (CNE 2012). *Conceptos*. Recuperado de: www.cne.cl
- Coss Bu R. (2007). Análisis y Evaluación de proyectos de Investigación. *Editorial Limusina S.A.*, 375.
- Creara (2016). *Informe Nacional de Asesoramiento Regulatorio.* Recuperado de: http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2017/01/ES-Policy-Advisory-Paper-PVF-D6.3.pdf

- Definición ABC (sf). *Definición Energía Eléctrica*. Recuperado de: http://www.definicionabc.com/tecnologia/energia-electrica.php
- Dufey A., Marzolf N., Ceppi P. (2010). Energía: *Instrumentos Fiscales y No Fiscales a las Energías Renovables en Chile.* Recuperado de: https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/1481/Marzolf%2C%20Cecci%20-%20Policy%20Brief%20ENRC%20Chile.pdf?sequence=1
- Dufo-López R., Bernal-Agustín J. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies: Study cases for Spain. *Elsevier, 684-694.* doi: 10.1016/j.energy.2015.03.031
- El Confidencial (2017). *El gigante Alemán de la energía E.ON impulsa el autoconsumo (y España se cruza de brazos).* Recuperado de: https://www.elconfidencial.com/tecnologia/2017-03-10/eon-solarcloud-autoconsumo-alemania-espana_1344904/
- Electricidad (20015). *Corfo lanzará en enero de 2016 créditos para financiar proyectos ERNC.* Recuperado de: http://www.revistaei.cl/2015/10/26/corfo-lanzara-en-enero-de-2016-creditos-para-financiar-proyectos-ernc/
- Electricidad (2016). *Net Metering no motiva más desarrollo de energía solar en los hogares*. Recuperado de: http://www.revistaei.cl/2016/07/20/net-metering-no-motiva-mas-desarrollo-energia-solar-los-hogares/
- Energía y Sociedad, (s.f.). *Manual de la Energía.* Recuperado de: http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-mecanismos-de-apoyo-a-las-energias-renovables/
- Energiza, (s.f.). *Autoconsumo fotovoltaico*. Recuperado de: http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/626-autoconsumo-fotovoltaico
- Estrada C. (2013). Transición energética, energyas renovables y energía solar de potencia. *Revista Mexicana de Física*, (2), 75-84.
- Fowler J, (2007). Electricidad, principios y aplicaciones. *Editorial Reverté, S.A.*, 366-368.

- Graham VA., Hollands KGT. (1990). A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. *Sol Energy* 333-341.doi: http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(90)90137-2.
- Gobierno Australiano, (s.f.). *Clan energy regulaton.* Recuperado de: http://www.cleanenergyregulator.gov.au/
- González T. (2014). *Net Metering comienza con críticas por desigualdad entre usuarios y empresas eléctricas.* Recuperado de: http://radio.uchile.cl/2014/10/24/net-metering-comienza-con-criticas-por-desigualdad-entre-usuarios-y-empresas-electricas/
- Gouet I., Áviles C. (s.f.). *Mercados ERNC en Chile.* Recuperado de: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/mercados/index.html
- Hernández R., Fernandez C., Baptista P., (2006). Metodología de la Investigación. *Editorial MC Graw Hill*, 33-40.
- Inzunza J. (s.f.). *Energía en el Ambiente.* Recuperado de: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:7oNyr3UqfDoJ:www.udec.cl/~jinzunza/infancia/tema6.pdf+&cd=8&hl=es&ct=clnk&gl=cl
- Irarrázaval, I. (2016). *Por qué no prende el Net Metering*. Recuperado de: http://www.capital.cl/capital-legal/2016/04/28/125635/por-que-no-prende-el-net-metering
- Jaffe, A. B., Newell, R. G., & Stavins, R. N. (2005). A tale of two market failures: Technology and environmental policy. *Ecological economics*, 54, (2) 164-174.
- John J. (2015). *California Utilities Release New Plans to Replace Net Metering: Conflict to come?.* Recuperado de: https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-utilities-plan-for-net-metering-20-fixed-charges-lower-payments
- Kotler p. (2005). Marketing. *Editorial Pearson Educación*, 755-759.
- Ley 19940. Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile 13 de Marzo de 2004.
- Ley 20257. Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile 01 de Abril de 2008.

- Ley 20571. Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile 22 de Marzo de 2012.
- Ley 20698. Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile 22 de Octubre de 2013.
- Leyton, S. (2010). *Feed-in Tariffs.* Recuperado de: http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/.
- Marquez M., Negrete M. & Pulgar H. (2013). *La Electricidad en Chile: propuestas para cambiar el rumbo.* Recuperado de: http://ciperchile.cl/2013/09/10/la-electricidad-en-chile-propuestas-para-cambiar-el-rumbo/
- Martin A. (2015). *La realidad del autoconsumo eléctrico en España.* Recuperado de: https://hipertextual.com/2015/05/autoconsumo-electrico-espana
- Martinez V. (2017). *Energías Renovables No Convensionales: Regulación y Políticas Públicas en el derecho Chileno y derecho Comparado.* (Memoria Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía (2015) *Principales Aspectos Regulatorios de la Ley 20.571*. Recuperado de: http://www.sec.cl/pls/portal/docs.
- Miranda M. (2016). *Diseño de Sistema de Generación Fotovoltaica para Viviendas Conectadas a la Red de Distribución, en el context de la Ley Nª 20.571* (Memoria Ingeniera Civil Eléctrica). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Mowery, D. C., Nelson, R. R., & Martin, B. R. (2010). Technology policy and global warming: Why new policy models are needed (or why putting new wine in old bottles won't work). *Research policy*, 39, (8) 1011-1023.
- Osceala Energy (2016). *Guide to Net Metering and Net Billing.* Recuperado de: http://osceolaenergy.com/guide-net-metering-net-billing/
- Ordenes F. (2012). *Análisis Técnico, Económico y Legal de la implementación del sistema Net Metering en Chile: Aplicación en 2 viviendas de la Región Metropolitana.* (Memoria Ingeniero Civil Industrial). Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Oyarzún R. (2013). *Estudio de prefactibilidad y análisis de alternativas para la cogeneración de energía eléctrica a través de energías renovables no*

convencionales (ERNC) a nivel residencial en la ciudad de Puerto Montt. (Memoria Ingeniero Civil Industrial). Universidad Austral de Chile. Puerto Montt, Chile.

- Poullikkas A. (2013). A Comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments,* 1-8.
- Ramiro I, et al (2016). *Un autoconsumo que democratice el sistema electric.* Recuperado de: http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Un-autoconsumo-que-democratice-el-sistema-electrico.pdf
- REEEP (2008). *REEEP's Approach to Innovative Clean Energy Financing, Renewable Energy &Energy Efficiency Partnership*. Recuperado de: http://www.reeep.org/index.php?id=31&special=showHotTopic&iHotId=118
- Ren21 (2016). *Energías Renovables 2016, reporte de la situación mundial*. Recuperado de: http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf
- Revista Eólica y de Vehículo Eléctrico (2017). *Energías Renovables No Convencionales ya representan el 14,7% de la generación eléctrica en Chile*. Recuperado de: http://www.evwind.com/2017/04/21/energias-renovables-no-convencionales-ya-representan-el-147-de-generacion-electrica-en-chile/
- Rodriguez M. y Ortega, M. (2006). Energías Renovables. 2° edición, *Editorial Thompson*, 327-329.
- Ruiz J. (2016). *Energías Renovables en Chile: una década de evolución.* Recuperado de: http://www.nuevamineria.com/revista/energias-renovables-en-chile-una-decada-de-evolucion/
- Saldías H., Ulloa H. (2008). Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile. *Pontificie Universidad Católica de Chile.*
- Salinas A. (2012). *La Energía proveniente del Sol.* (Memoria Diseño Industrial). Pontificie Universidad Católica de Valparaiso. Valparaiso, Chile.
- Santos T. (s.f.). *Estudio de Factibilidad de un Poyecto de Inversión: Etapas de un Estudio*. Recuperado de: http://www.eumed.net/ce/2008b/tss.htm

- Sapag Chain, N. (2008). Proyectos de inversión, formulación y evaluación. *Editorial Pearson Educación*, 485-487.
- Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI) (s.f.). *Financing Rural Clean Energy in Latin America.* Recuperado de: http://energy-base.org/projects/
- Steinacker M. 2007, Desafíos para Alcanzar un 15% de Aumento de la Capacidad Instalada con Energías Renovables No Convencionales al 2010, en PNUD-Endesa-Eco "Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile". Temas de Desarrollo Humano Sustentable No13, Santiago, Diciembre
- Sud Renovables, (s.f.). *El Autoconsumo Energético*. Recuperado de: http://autoconsum.cat/el-autoconsumo-energetico
- Superintendencia de Energía y Combustible (s.f.). *Genera tu propia Energía*. Recuperado de: http://www.sec.cl/portal/ page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Superintendencia de Energía y Combustible (s.f.). *Tarifas Eléctircas.* Recuperado de:http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3417541,33_3421567&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Welsch M. et al. (2017). *Europe's Energy Transition – Insights for Policy Making*. UK: Academic Press.
- Wessof E. (2015). *APS Proposes $21 Monthly free for residential PV, Launches home Energy Storage Pilot*. Recuperado de: https://www.greentechmedia.com/articles/read/APS-Proposes-21-Monthly-Fee-for-Residential-PV-Launches-Home-Energy-Stora
- Wisner, Ryan, Steven Pickle, and Joseph Eto. 1998. Details, Details… The Impact of Market Rules on Emerging "Green" Energy Markets. LBNL-41812. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory
- World Resources Institute, 2013. *Metering Renewable Energy Targets: Global lesons from the road to implementation.* Recuperado de: http://awsassets.panda.org/downloads/meeting_renewable_energy_targets__low_res_.pdf